СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY

cigré
Russian National Committee

НАДЕЖНАЯ СМЕНА

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ
ТПУ - 2014

СБОРНИК ДОКЛАДОВ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

ТОМ 1

V Международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи - 2014»

Системный оператор
Единой энергетической системы

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

Российский Национальный Комитет
Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения

Благотворительный фонд «Надежная Смена»

Томск - 2014

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГАОУ ВО «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ООО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ

Научные труды

V международная молодёжная научно-техническая конференция

10-14 ноября 2014 года

Том 1

Томск

2014

УДУ 621.3
ББК 31.2 я43
Э45

Ответственный редактор:

Гусев А.С., д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ТПУ

Редакционная коллегия:

Вайнштейн Р.А., д.т.н., профессор;
Гарганеев А. Г., д.т.н., профессор;
Заворин А.С., д.т.н., профессор;
Кузнецов Г.В., д.ф-м.н., профессор;
Лавринович В.А., д.т.н., профессор;
Лукутин Б.В., д.т.н., профессор;
Обухов С.Г., д.т.н., профессор;
Хрущев Ю.В., д.т.н., профессор;
Матвеев А.С., к.т.н., доцент;
Прохоров А.В., к.т.н., доцент.

Э45 **Электроэнергетика глазами молодежи**: науч. тр. Vмеждунар. науч.-техн. конф., Т.1., г. Томск, 10-14 ноября 2014 г. / Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет. – Томск:

В первый том сборника трудов включены статьи, принятые программным комитетом конференции и отражающие ее основные направления: моделирование и управление электроэнергетическими системами; релейная защита, автоматика энергосистем.

В работе конференции приняли участие инженеры, ученые и специалисты отраслевых научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных электроэнергетических организаций и компаний, а также академических институтов и высших учебных заведений электроэнергетического профиля России и других стран. Большой интерес вызвали работы студентов, аспирантов и молодых ученых.

Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, связанных с управлением электроэнергетических системам.

УДУ 621.3
ББК 31.2 я43

ISBN 978-5-87307-078-4

© Министерство образования и науки РФ, 2014
© Томский политехнический университет, 2014
© Авторы, 2014

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Системный оператор
Единой энергетической системы,

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,

Российский Национальный Комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (РНК СИГРЭ)

Благотворительный Фонд «Надежная Смена»

при поддержке

Генеральный информационный партнер
ООО «КАБЕЛЬ»

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

Боровиков Ю.С., д.т.н., доцент,проректор по образовательной деятельности ТПУ (Томск);

Ерохин П.М., д.т.н., профессор, Советник ОАО «СО ЕЭС» (Москва – Екатеринбург);

Хлебов А.В., Генеральный директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (Кемерово).

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

Завьялов В.М., д.т.н., доцент, директор Энергетического института ТПУ (Томск);

Гофман А.В., к.т.н., доцент, Руководитель Оргкомитета Молодежной секции РНК СИГРЭ (Москва);

Кононенко Е.А., начальник отдела ОАО «СО ЕЭС» (Москва);

Михайленко Ф.В., советник генерального директора Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (Пятигорск);

Стрижак П.А., д.ф.-м.н., профессор, заместитель директора по научной работе Энергетического института ТПУ (Томск);

Сулайманов А.О., к.т.н., доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» ТПУ (Томск);

Тютиков В.В., д.т.н., профессор, проректор по научной работе Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (Иваново);

Хоштария О.Э., начальник службы управления персоналом Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (Кемерово);

Чеклецова С.П., директор по управлению персоналом ОАО «СО ЕЭС» (Москва);

Якис П.В., директор Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ (Томск).

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

Аюев Б.И., д.т.н., Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» (Москва);

Алексеенко С.В., д.ф.-м.н., член-корр. РАН, директор Института теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН (Новосибирск);

Воропай Н.И., д.т.н., профессор, член-корр. РАН, директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (Иркутск).

Шульгинов Н.Г., к.т.н., Первый заместитель Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» (Москва).

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

Бартоломей П.И., д.т.н., профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина (Екатеринбург);

Вайнштейн Р.А., д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ТПУ (Томск);

Герасимов А.С., д.т.н.,заместитель генерального директора - директор департамента системных исследований и перспективного развития ОАО «НТЦ ЕЭС» (Санкт-Петербург);

Гольдштейн В.Г., д.т.н., член-корр. АЭН РФ, профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственно технического университета (Самара);

Гусев А.С., д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы» ТПУ (Томск);

Гусенков А.В., д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрических станций, подстанций и диагностики электрооборудования» Ивановского государственного энергетического университета (Иваново);

Заворин А.С., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Парогенераторостроения и парогенераторных установок» ТПУ (Томск);

Зильберман С.М., д.т.н., профессор, генеральный директор Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири;

Колосок И.Н., д.т.н., профессор, ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (Иркутск);

Кузнецов Г.В., д.ф.-м.н., профессор, заведующий кафедрой «Теоретической и промышленной теплотехники» ТПУ (Томск);

Лебедев В.Д., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Автоматического управления электроэнергетическими системами» Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (Иваново);

Лукутин Б.В., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий» ТПУ (Томск);

Матвеев А.С., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Атомные и тепловые электрические станции» ТПУ (Томск);

Мурзин А.Ю., к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрические системы» Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина (Иваново);

Нагай В.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические станции и электроэнергетические системы» Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова (Новочеркасск);

Назарычев А.Н., д.т.н., академик АЭН РФ, профессор,ректор Петербургского энергетического института повышения квалификации (Санкт-Петербург);

Нудельман Г.С., к.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Теоретических основ электротехники и релейной защиты» Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова, Председатель совета директоров ОАО «ВНИИР» (Чебоксары);

Паздерин А.В., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированных электрических систем» Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина (Екатеринбург);

Прохоров А.В., к.т.н.,доцент,заместитель директора по учебной работе Энергетического института ТПУ (Томск);

Таджибаев А.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Диагностика энергетического оборудования» Петербургского энергетического института повышения квалификации (Санкт-Петербург);

Федчишин В.В., к.т.н.,доцент, декан энергетического факультета, заведующий кафедрой «Электрических станций, сетей и систем» Иркутского государственного технического университета (Иркутск);

Фишов А.Г.,д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированных электроэнергетических систем» (АЭЭС) Новосибирского государственного технического университета (Новосибирск);

Хрущев Ю.В., д.т.н., профессор кафедры «Электрические сети и электротехника» ТПУ (Томск);

Шуин В.А., д.т.н., профессор кафедры «Автоматического управления электроэнергетическими системами» Ивановского государственного энергетического университета м. В.И. Ленина (Иваново).

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

РАЗРАБОТКИ ШКОЛЫ ПРОФЕССОРА А.Д ДРОЗДОВА В ОБЛАСТИ ДИАГНОСТИКИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В.И. Нагай
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова

Зарождение и становление научной школы «Релейная защита и диагностика электроэнергетических систем» в Новочеркасском политехническом институте (ныне Южно-Российском государственном политехническом университете (НПИ) им. М.И. Платова) относится к первой половине XX-го века и связано с именем профессораАлександра Дмитриевича Дроздова, 105-летию которого была посвящена XXXVI сессия Всероссийского семинара «Кибернетика энергетических систем», прошедшего в г. Новочеркасске 24-26 сентября 2014 г.

А.Д. Дроздов (1909-1979)

Начальный период формирования научной школы составил около 20 лет и начался с защиты в 1939 году в Московском энергетическим институте (МЭИ) **Александром Дмитриевичем Дроздовым** кандидатской диссертации на тему «Общая теория и основные принципы применения реле с двумя действующими токами», а всесоюзное признание научная школа А.Д. Дроздова получила в 1957 году после защиты им в МЭИ докторской диссертации «Магнитные трансформаторные реле переменного тока для защиты энергосистем». Становлению научной школы способствовали природный талант, широта кругозора А.Д. Дроздова и его поразительная интуиция в оценке технических идей и людей, способных реализовать эти идеи. Именно в период формирования научной школы на кафедре, возглавляемой А.Д. Дроздовым, начинали свою научную карьеру в Новочеркасске крупные ученые, создавшие впоследствии самостоятельные научные школы мирового уровня: В.М.Алехин, В.Ф.Бургсдорф, Л.И.Гутенмахер, З.Б.Голембо, В.Г.Пустынников, О.В.Тозони, Е.М.Цейров.

Авторитет А.Д. Дроздова был чрезвычайно высок не только в среде специалистов по релейной защите и автоматике энергосистем. Его хорошо знали специалисты по электромеханике, электрическим аппаратам и электроприводу. Важной особенностью работ

Александра Дмитриевича Дроздова, заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, было сочетание глубоких теоретических знаний с практической направленностью результатов исследований. Так, еще будучи студентом Новочеркасского политехнического института, А.Д. Дроздов одним из первых внедрил в Ростовских электрических сетях автоматику повторного включения (АПВ) линий, что кратно повысило надежность электроснабжения потребителей. Еще в 1934 г. Александр Дмитриевич опубликовал в журнале «Электрические станции» №3 короткую статью «Отыскание повреждений кабеля при соединении жилы с броней», тематика которой легла в основу научного направления «**Диагностика повреждений силовых кабелей и токопроводов**».

В настоящее время руководителями научной школы **«Релейная защита и диагностика электроэнергетических систем»** являются ученики А.Д. Дроздова – профессор, доктор технических наук, заслуженный деятель науки и техники РСФСР Василий Васильевич Платонов и профессор, доктор технических наук, заслуженный деятель науки РФ Александр Сергеевич Засыпкин.

В период освоения новой техники в области высоких и сверхвысоких напряжений именно ученые научной школы: В.А. Гармаш, Э.В. Подгорный, С.Д. Хлебников под руководством А.Д. Дроздова успешно решали проблемы установления причин и ликвидации аварийности каскадных трансформаторов тока на Братской, Красноярской, Куйбышевской и Волжской ГЭС.

Достижения научной школы **«Релейная защита и диагностика электроэнергетических систем»** в науке и технике состоят в следующих основных результатах:

- Выполнены актуальные исследования в области теории и создания воздушных выключателей для отключения коротких замыканий в цепях высокого напряжения (Е.М. Цейров, В.И. Богданов), которые на многие десятилетия стали одним из основных типов коммутационных аппаратов в электроэнергетике.
- Созданы и освоены в серийном производстве уникальные по принципу действия и высокоэффективные магнитные трансформаторные реле для защиты силовых трансформаторов и автотрансформаторов различных классов напряжений (А.Д. Дроздов, В.В. Михайлов, В.В. Платонов). А.М. Дмитриенко была разработана высокочувствительная транзисторная дифференциальная защита мощных трансформаторов серии ДЗТ-20. Тысячи реле серии РНТ и ДЗТ в течение многих десятилетий надежно защищают основное электрооборудование в энергосистемах России, странах СНГ, Индии и Китая.
- Усовершенствование токовых реле типа РТ-40 позволило снизить вибрацию их контактных систем при высоких кратностях тока (В. Ф. Зинченко, Ю. И. Иванков). Разработаны и внедрены на линиях напряжением 330 кВ Северного Кавказа реле тока, не реагирующие на апериодическую составляющую подводимого тока (С. Л. Кужеков, В. Ф. Зинченко, Ю. И. Иванков).
- Разработана релейная защита электровозов переменного тока (А.Д. Дроздов, А.С. Засыпкин), патенты на которую получены в Италии, Франции и США.
- Создана релейная защита установок для плавки гололеда и релейная защита преобразовательных подстанций линий постоянного тока (А.С. Засыпкин, Е.Т. Шаров, Б.Д. Тарамалы, А.А. Аллилуев), которая внедрена в энергосистемах России и стран СНГ и используется на вставке постоянного тока Россия-Финляндия.
- В 70-80-годы прошлого столетия коллективом, возглавляемым учеником профессора А.Д. Дроздова – В.Г. Шуляком, в составе сотрудников кафедры: Рабочий А.А., Галкин А.И, Н.И. Цыгулев, В.И. Нагай, было развито научное направление по созданию сверхбыстродействующих токовых защит, получивших свое внедрение в области делительных защит подстанций и дифференциальных защит трансформаторов.

Созданы и развиваются новые направления исследований на кафедре, к которым относятся: методы и системы предотвращения гололёдных аварий в электрических сетях энергосистем, устройства защиты и диагностики электротехнического оборудования

электростанций и подстанций, диагностика линий электропередачи, быстродействующие устройства и системы релейной защиты от повреждений, сопровождаемых электрической дугой, адаптивные резервные защиты распределительных электрических сетей.

Направление **«Релейная защита электроэнергетических систем»** является традиционным для кафедры ЭСиЭЭС и за последние 30 лет учениками профессора А.Д. Дроздова защищены следующие докторские диссертации:

Засыпкин А.С. Повышение технического совершенства релейной защиты мощных трансформаторов энергосистем, Москва - 1985 г.

Кужеков С.Л. Модели, методы синтеза и структуры многофункциональных устройств релейной защиты электроустановок, Киев - 1988 г.

Подгорный Э.В. Техническое приложение и развитие теории электромагнитных процессов для построения быстродействующих релейных защит, Новочеркасск - 1990 г.

Ульяницкий Е.М. Микропроцессорные системы релейной защиты, Новочеркасск - 1990 г.

Богдан А.В. Повышение технического совершенства устройств защиты с ферромагнитными элементами на основе вычислительного эксперимента, Новочеркасск - 1994 г.

Лямец Ю.Я. Адаптивные реле: теория и приложения к задачам релейной защиты и автоматики электрических систем, Москва - 1994 г.

Дмитренко А.М. Разработка, исследование и внедрение избирательных дифференциальных реле трансформаторов энергосистем, Новочеркасск - 1996 г.

Цыгулев Н.И. Теория и расчет электромагнитных процессов и разработка устройств защиты автономных систем электроснабжения, С.- Петербург - 1999 г.

Минаков В.Ф. Обобщение моделей и характеристик работы трехфазных электродвигателей в сетях 0,4 и 6 кВ и совершенствование средств их защиты, Новочеркасск - 1999 г.

Нагай В.И. Повышение технического совершенства релейной защиты распределительных сетей 6-110 кВ электроэнергетических систем, Новочеркасск - 2002 г.

Примерами разработок современных микропроцессорных релейных защиты, нашедших широкое применение в энергетике являются разработки быстродействующих релейных защит от дуговых коротких замыканий в электроустановках корпусной конструкции, режимов заземления нейтрали электроустановок напряжением 6-35 кВ и построение систем защиты от однофазных замыканий на землю, резервных защит ответвительных и промежуточных подстанций.

Начало исследованиям высоковольтной электрической дуги, горящей в условиях комплектных распределительных устройств, было положено в 80-е годы прошлого столетия (Нагай В.И., Сарры С.В., Цыгулев Н.И., Галкин А.И.). Под руководством доктора технических наук, профессора Нагая В.И. были выполнены теоретические и экспериментальные исследования, в том числе и натурные испытания в электрических сетях 6-10 кВ, что позволило развить теорию электрической дуги, разработать новые принципы построения релейной защиты электроустановок корпусной конструкции от междуфазных коротких замыканий, алгоритмы их функционирования, обеспечивающие селекцию рассматриваемых видов повреждения со временем не превышающем одного периода промышленной частоты, создать линейку локальных, централизованных и распределенных устройств и систем быстродействующих защит дуговых коротких замыканий серии РДЗ. При непосредственном участии кандидата технических наук, доцента Сарры С.В. организовано серийное производство сертифицированной продукции в НИИ энергетики ЮРГПУ(НПИ), возглавляемого также учеником профессора А.Д. Дроздова – профессором В.Г. Шуляком, и обеспечено широкое внедрение более 6000 микроэлектронных и микропроцессорных устройств дуговой защиты на станциях и подстанциях энергетических компаний.

Расширением области применения дуговых защит КРУ на печной трансформатор литейного цеха ОАО «Тагмет» явился проект с участием молодого исследователя Луконина А.В., защитившего в последующем кандидатскую диссертацию.

Построению систем защиты от замыканий на землю также на кафедре уделяется значительное внимание, что позволило создать серию устройств защиты для сетей 6-35 кВ для различных режимов заземления нейтрали. Начало данным исследования было положено в 60-е годы прошлого столетия к.т.н., доцентом Ивановым Е.М. и к.т.н., профессором Шуляком В.Г. Проект предполагал широкое внедрение полупроводниковых устройств защиты в электрической сети крупнейшего комбайнового завода «Ростсельмаш». С развитием элементной базы и углублением исследований режимов замыкания на землю на кафедре (Нагай В.И., Чмыхалов Г.Н., Сарры С.В., Нагай В.В., Украинцев А.В.) были разработаны новые и усовершенствованы существующие принципы построения защит от данных видов повреждения, созданы оригинальные алгоритмы функционирования, позволяющие выявлять допустимые и недопустимые режимы замыкания на землю, наличие электрической дуги, вызывающей расширение повреждения и его утяжеление. Это дало возможность сформулировать подходы в построении релейной защиты от развивающихся повреждений в электрических сетях 6-35 кВ, что позволяет уменьшить объем возможных повреждений, особенно в электроустановках корпусной конструкции и повысить безопасность проведения работ в них обслуживаемым персоналом. За проведением теоретических и экспериментальных исследований также последовала разработка и налаживание выпуска устройств защиты по заказам электроэнергетических предприятий на базе НИИ энергетики ЮРГПУ(НПИ) и ООО «НИИ энергетических технологий». Например, более 160 микропроцессорных устройств типа РЕНОМ-04Т внедрены с непосредственным участием молодого исследователя – А.В. Украинцева в ОАО «Донэнерго».

Еще одним успешным направлением в настоящее время является направление построения резервных защит распределительных электрических сетей 6-110 кВ (Нагай В.И., Сарры С.В., Маруда И.Ф., Нагай В.В., Нагай И.В., Киреев П.С.), в рамках которого защищены 4 диссертации на соискание ученой степени кандидата технических науки и одна докторская диссертация (Нагай В.И). На прошедшей XXXVI сессии всероссийского семинара «Кибернетика энергетических систем» (24-26 сентября 2014 г., г. Новочеркасск) одобрена и рекомендована к защите кандидатская диссертация Киреева П.С., в которой рассматривается разработка адаптивных многопараметрических защит дальнего резервирования трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций.

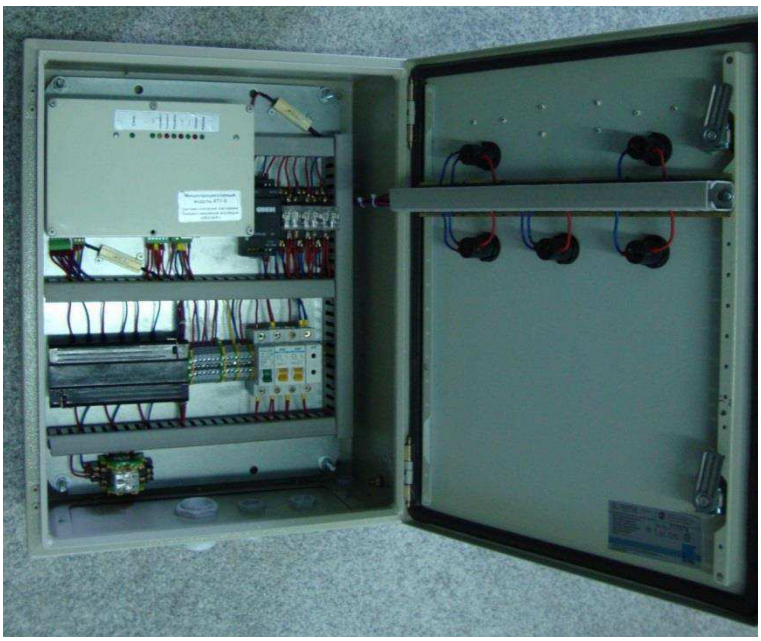
На повышение надежности функционирования подстанций 110 кВ направлена разработка по созданию электромагнитной блокировки коммутационных аппаратов (разъединителей) на микропроцессорной основе. Ее отличительной особенностью является построение интеллектуального датчика состояния коммутационного аппарата. Успех данного проекта, внедренного на ряде подстанций филиала ОАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго», обусловлен сплавом опыта (Нагай В.И., Сарры С.В.) и энтузиазма и целеустремленности молодых исследователей (Киреев П.С., Калинина Н.О., Гончарова Н.В.) и студентов и магистрантов.

Сотрудники кафедры активно участвуют в международных и российских научно-технических конференциях, выставках, на которых широко представлены результаты исследований. Многие разработки и их авторы награждены медалями значимой выставки-конференции «Релейная защита и автоматики энергосистем», проводимой по четным годам на ВВЦ РФ (г. Москва).

Работа по направлению **«Устройства защиты и диагностики электротехнического оборудования электростанций и подстанций»** ведётся с начала 70-х годов прошлого века под руководством доктора технических наук, профессора, заслуженного работника высшей школы РФ Кужекова Станислава Лукьяновича. За это время под его руководством подготовлено и защищено 10 кандидатских диссертаций (Варфоломеев Е.П., Шихкеримов И.А., Сапронов А.А., Гончаров С.В., Тынянский В.Г., Кривенко А.И., Влащицкий А.В., Дашевский Е.Г., Дегтярев А.А., Рогачев В.А.), и при консультации 3 кандидатские и одна докторская диссертация.

Было разработано и поставлено в серийное производство устройство комплексной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ, разработаны устройства дифференциально-фазной защиты указанных электродвигателей. Разработаны и внедрены на Рязанской ГРЭС устройства защиты электродвигателей от несостоявшегося пуска, разработано устройство защиты электродвигателей от затянувшегося пуска. По заданию Ростовского отделения ВГПНИИ «Теплоэлектропроект» были разработаны устройства релейной защиты генераторов ГТУ в режиме частотно-тиристорного пуска. Были разработаны также устройства релейной защиты двухскоростных полюснопереключаемых электродвигателей главных циркуляционных насосов АЭС с реакторами ВВЭР-1000.

В XXI веке к вопросам разработки устройств релейной защиты добавились разработки устройств диагностики и мониторинга электрооборудования и защитно-диагностических устройств электродвигателей. Разработано и внедрено на электростанциях и подстанции устройство автоматизированного контроля изоляции вводов силовых трансформаторов и опорных трансформаторов тока, внешний вид которого представлен ниже.



Разработано устройство защиты асинхронных электродвигателей от эксцентриситета ротора, являющееся дополнением к ранее разработанной комплексной защите указанных объектов. Проведены исследования в области защиты автономных электроэнергетических систем от импульсных коммутационных перенапряжений и выполнены разработки устройств защиты от них.

Особое внимание уделялось разработке алгоритмов функционирования современных микропроцессорных устройств релейной защиты электроустановок напряжением 6 - 35 кВ, защит линий, силовых трансформаторов и сборных шин напряжением 110 - 220 кВ. Разработаны и внедрены на тепловой электростанции микропроцессорные устройства дифференциально-фазной защиты шин напряжением 6, 35 и 110 кВ. В электрической сети напряжением 10 кВ г. Пятигорска, начиная с 2008 г., эксплуатируется предложенный руководителем направления и творческим коллективом (Сенчуков А.А., Бураков И.Ф., Хнычев В.А. и Шупиков А.А.) режим кратковременного низкоомного индуктивного заземления нейтрали.

Основное содержание выполненных работы опубликовано в журналах «Известия вузов. Электромеханика», «Электрические станции», «Новости электротехники», «Глобальная ядерная безопасность» и др.

Основу научного направления **«Диагностика линий электропередачи»** составляет деятельность сотрудников студенческой экспериментальной электротехнической лаборатории (СЭЭЛ), созданной в 1968 году по инициативе Платонова Василия Васильевича – доктора технических наук, заслуженного деятеля науки и техники Российской Федерации. Успех функционирования СЭЭЛ на протяжении десятков лет обусловлен актуальностью решаемых задач, востребованностью результатов, а также высочайшим уровнем творческого потенциала и научного предвидения талантливых руководителей – В.В. Платонова и В.Ф. Быкадорова.

В.В. Платонов

В.Ф. Быкадоров(1948-2009)

Научно-исследовательские работы в рамках лаборатории сосредоточены в направлении разработки методов и технических средств для выявления повреждений в силовых кабельных линиях. Тематика выполняемых исследований определяется комплексом мероприятий, направленных на эффективное выполнение указанной задачи диагностирования, которые можно условно распределить на 3 основные группы: профилактические испытания высоковольтной изоляции с целью выявления развивающихся дефектов, обработка места повреждения для снижения сопротивления изоляции в месте пробоя, поиск места повреждения на трассе линии.

Основное содержание научного направления отражено в докторских диссертациях сотрудников и руководителей СЭЭЛ:

Платонов В.В. – «Теоретические основы и методы выявления повреждений в силовых кабельных линиях», Новочеркасск - 1976 г.

Быкадоров В.Ф. «Совершенствование методов и средств диагностирования повреждений силовых кабельных линий и комплектных токопроводов», Новочеркасск - 1999 г.

Две докторские диссертации – это далеко не полный перечень успешных научно-исследовательских работ, выполненных в рамках СЭЭЛ. Под руководством вдохновителей научного направления более десятка молодых сотрудников добились присвоения учёной степени кандидата технических наук. В этом отношении роль научного направления значительно возрастает до масштабов научной школы, которая охватывает все этапы подготовки квалифицированных кадров. Коллектив лаборатории постоянно обновляется благодаря заинтересованности наиболее подготовленных и любознательных студентов. Для большинства из них это стартовый толчок на пути поступления в магистратуру, а творческая работа над магистерской диссертацией, в свою очередь, нередко служит основанием для рекомендации продолжить образование в аспирантуре. В ходе постоянного развития в последние годы расширился сектор электроэнергетического оборудования, попадающего в сферу исследований. В качестве примера в первую очередь выступает докторская диссертация В.Ф. Быкадорова, охватывающая задачи диагностирования не только силовых кабельных линий, но и комплектных токопроводов. Дополнительно, в качестве свидетельства расширения тематики научных работ можно привести успешные защиты кандидатских диссертаций А.В. Шеченко, А.М. Климентьева, П.А. Склярова. В названных работах в качестве объектов диагностирования исследованы такие распространённые токопроводные системы, как магистральные шинопроводы, комплектные генераторные токопроводы, воздушные линии электропередачи напряжением 6 - 35 кВ.

Разумеется, что ни одна из научных работ не является чисто теоретической. Одна из основных целей всех исследований – разработка технических средств для реализации широкого спектра методов диагностирования, как уже существующих, так и предложенных впервые. Оригинальность применяемых технических решений подтверждена многочисленными авторскими свидетельствами и патентами.

Технические разработки в секторе высоковольтных испытаний представлены компактными переносными установками с максимальным выходным напряжением от 50 до 180 кВ – ИК-10Т, ИК-10АП, ИК-35, УВИ-50, УВИ-70. Эксплуатационная эффективность испытательных установок достигнута в результате исследований в области преобразовательной техники повышенной частоты и высоковольтных выпрямителей. Из ряда работ в этом направлении можно отметить кандидатскую диссертацию А.А. Юрова, целью которой послужила задача повышения нагрузочной способности выпрямителей с умножением напряжения.

Трассовая аппаратура для непосредственного поиска повреждений предполагает использование наиболее практичных для эксплуатации методов – индукционного и акустического. Индукционный комплект КИД-08 отвечает всем требованиям, предъявляемым к устройствам аналогичного назначения и отличается повышенной мощностью зондирующего генератора, универсальностью, а также избирательностью приёмника. Разработка КИД-08, как и предшествующих модификаций – результат исследований электромагнитного поля повреждённой кабельной линии и характеристик индукционных преобразователей. Акустический комплект ПА-05 с цифровым указателем расстояния до места повреждения на трассе кабельной линии характеризуется повышенной чувствительностью в звуковом диапазоне при достаточном уровне механической прочности электроакустического датчика, что достигнуто в результате исследований акустического поля на поверхности грунта в зоне повреждения силового кабеля, чувствительности и помехоустойчивости электроакустических преобразователей. Необходимые для разработки специфические исследования в области акустики отличают кандидатскую диссертацию А.А. Пирожника, возглавляющего научное направление в последние годы.

Постоянно ведётся поиск новых методов и диагностических признаков для повышения эффективности выявления повреждений линий электропередачи и других токопроводных систем. Например, в ходе исследования электромагнитных переходных процессов в цепи замыкания фазного проводника на землю в сети с изолированной нейтралью, П.А. Скляровым разработана переносная установка для определения расстояния до повреждённого изолятора воздушной линии при отсутствии металлического замыкания. Установка, в основу которой положен запатентованный метод «колебательного контура» не имеет аналогов.

Ниже приведены разработки коллектива студенческой лаборатории, нашедшие широкое применение в энергокомпаниях и промышленных предприятиях России.

Установка УВИ-70

Индукционный комплект КИД-07

Акустический комплект ПА-05

Датчик индукционный накладной

Работа по направлению **«Методы и системы предотвращения гололёдных аварий в электрических сетях энергосистем»** ведётся, начиная с 70-х годов прошлого века, под руководством доктора технических наук, профессора, заслуженного деятеля науки РФ, академика АЭН РФ, Засыпкина Александра Сергеевича.

За это время подготовлены и защищены кандидатские диссертации:

Тарамалы Борис Дмитриевич. Исследование и разработка устройств релейных защит подстанций с выпрямительными установками плавки гололёда. Новочеркасск, 1975 г.;

Дьяков Анатолий Фёдорович (ныне доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАН, Академик-секретарь АЭН РФ, Президент-председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»). Системный подход к проблеме предотвращения и ликвидации гололёдных аварий в энергосистемах. Новочеркасск, 1984 г.;

Сацук Евгений Иванович (ныне доктор технических наук, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики ОАО «СО ЕЭС»). Управление режимом и диагностика силовых трансформаторов и воздушных линий при плавке гололёда на основе модели электротепловых процессов. Новочеркасск, 1996 г.;

Левченко Иван Иванович (ныне доктор технических наук, профессор, академик АЭН РФ, член НТС ОАО «Россети»). Основные направления повышения эффективности работы объединённой энергосистемы Северного Кавказа. Москва, МЭИ, 1997 г.

Защитили докторские диссертации:

Левченко Иван Иванович. Совершенствование системы мероприятий по предотвращению и ликвидации гололёдных аварий в электрических сетях энергосистем. Новочеркасск, 2003 г.;

Сацук Евгений Иванович. Программно-технические средства мониторинга воздушных линий электропередачи и управления энергосистемой в экстремальных погодных условиях. Новочеркасск, 2011 г.

Подготовлены к защите и прошли апробацию на XXXVI сессии Всероссийского семинара «Кибернетика энергетических систем» (Новочеркасск, 24 – 26 сентября 2014 г.) кандидатские диссертации:

Шовкопляс Сергей Сергеевич. Способы и устройства плавки гололёда на проводах и грозозащитных торосах воздушных линий электропередачи;

Щуров Артём Николаевич. Общая схема плавки гололёда в районе электрических сетей на базе дискретно управляемой выпрямительной установки.

Материалы диссертаций опубликованы в статьях, монографиях, учебных пособиях, используются в дисциплине для магистрантов «Предотвращение гололёдных аварий в электрических сетях ЭЭС», внедрены на предприятиях ОЭС Юга РФ, а программный комплекс «ГОЛОЛЕД» внедрён и успешно эксплуатируется в ФСК ЕЭС, МЭС Юга, многих энергосистемах и диспетчерских управлениях страны.

Последние годы (2012 – 2014 гг.) творческий коллектив посвятил разработке, исследованию и внедрению универсальной установки плавки гололёда (УУПГ), в том числе её диагностики и релейной защиты.

Установка предназначена для плавки гололёда одновременно на всех фазных проводах и грозозащитном тросе ВЛ дискретно управляемыми по длительности и величине импульсами постоянного тока (режим ДУ ВУПГ) с возможностью перевода в режим управляемого автономного резонансного инвертора (АРИ) для плавки гололёда на многократно заземлённых грозозащитных тросах индуктированным током повышенной частоты. Система управления установкой использует данные о гололёдообразовании и погодных условиях, которые могут быть получены от информационной системы контроля гололёдной нагрузки и погодных условий (ИСКГН).

Эффект от применения УУПГ:

- универсальность, т.е. возможность использования в широком диапазоне длин ВЛ и марок проводов, для плавки гололёда на грозозащитных тросах, в том числе, многократно заземлённых, в районе электрических сетей различных классов напряжений;
- снижение времени плавки и расхода электроэнергии благодаря следующим особенностям:

– при одновременной плавке гололёда на трёх фазах ВЛ ток плавки не греет провода фаз без гололёда, что происходит при поочерёдной плаке постоянным током по схемам «фаза – две фазы» и «фаза – фаза»;

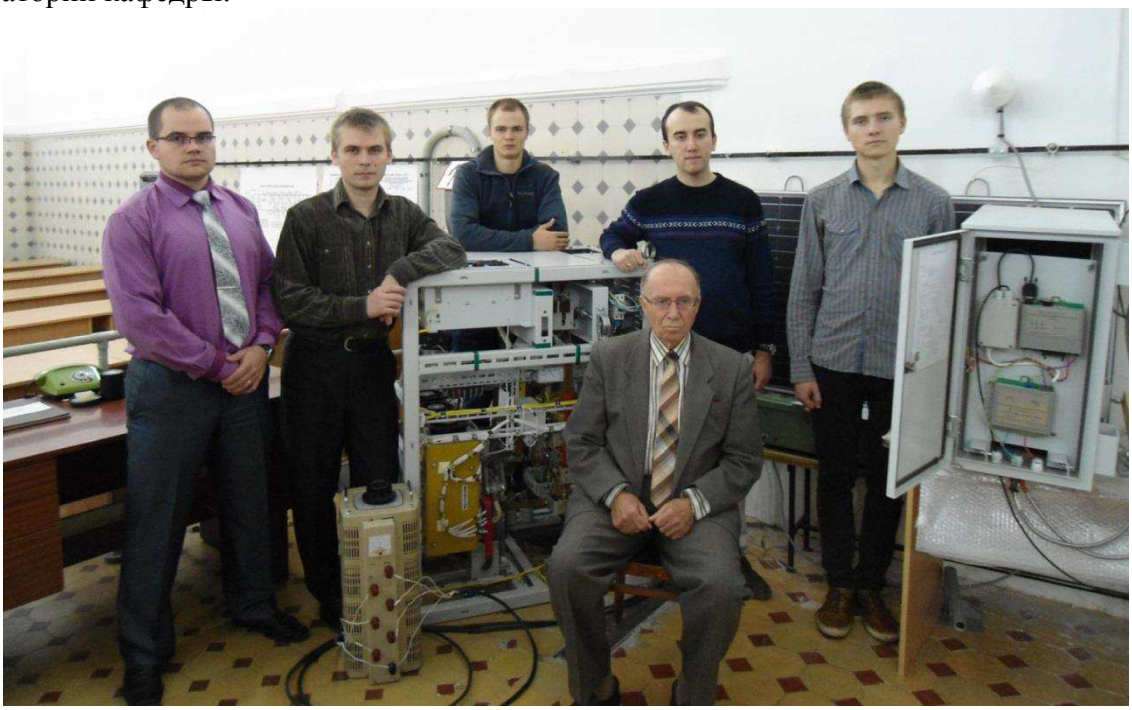
– управление током плавки позволяет безопасно увеличить ток плавки до максимально допустимого значения по условию нагрева проводов на участке, свободном от гололёда;

– контроль окончания плавки позволяет снизить запас по времени плавки.

Основное содержание выполненной работы опубликовано в журнале «Известия вузов. Электромеханика» в 2012 – 2014 гг.

В 2013 году на ПС 110 кВ «Ессентуки 2» прошёл испытания макет УУПГ. На основании Решения секции «Технологии и оборудование линий электропередачи» Научно-технического совета ОАО «Россети» (Москва, 05 июня 2014 г.) разработано техническое задание на выполнение опытно-конструкторской работы по теме: Создание универсальной установки плавки гололёда импульсами постоянного тока одновременно на проводах и изолированных тросах и индуктированным током повышенной частоты на многократно заземлённых грозозащитных тросах ВЛ. Руководит этой работой доктор технических наук, профессор Левченко И.И. В научно-исследовательской теоретической и экспериментальной работе принимают участие студенты энергетического факультета. На фотографии приведена группа

участников творческого коллектива на фоне макета УУПГ и шкафа контроля ИСКГН в лаборатории кафедры.



В центре профессор А.С. Засыпкин, стоят слева направо: студент IV курса И. А. Морозов, ассистент С. С. Шовкопляс, студент III курса А. С. Засыпкин (мл.), аспирант А. Н. Щуров, студент III курса А. Д. Тетерин

В заключение можно отметить, что в ЮРГПУ(НПИ) на кафедре «Электрические станции и электроэнергетические системы имени профессора А.Д. Дроздова» в настоящее время сложился работоспособный коллектив, в состав которого входят как опытные ученые, так и молодые исследователи из числа молодых преподавателей, специалистов, аспирантов, магистрантов, студентов, способные решать самые сложные и актуальные задачи в современных активно-адаптивных сетях России. Это позволяет смотреть с оптимизмом в будущее нашей кафедры.

АСПЕКТЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ОРИЕНТАЦИИ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТОВ-ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОВ

А.В.Гофман, А.О.Егоров, П.М. Ерохин, Ю.А. Куликов, С.П. Чеклецова
ОАО «Системный оператор Единой энергосистемы»

Введение

Глобальные политико-экономические изменения, происходящие как в мире, так и в России, привели к необходимости модернизации образования для улучшения его практико-ориентированности, обеспечения более значимого результата. В качестве такого результата в настоящее время выступает понятие «компетенция».

Федеральные образовательные стандарты (ФГОС) третьего поколения основаны на компетентностном подходе к профессиональной деятельности, предполагающей сложный набор трудовых функций и соответствующих компетенций для их выполнения [1]. *Профессиональная компетенция* — это сложная совокупность теоретических знаний, практических умений и значимых личностных качеств, обусловливающих готовность специалиста к активной трудовой деятельности.

Успешность специалиста в любом виде профессиональной деятельности зависит от уровня его общего развития и определяется в ФГОС как *общекультурные компетенции*. Первостепенное значение приобретают не только профессиональные, но и личностные качества, которые позволяют специалисту успешно адаптироваться в современной ситуации. Это ориентация выпускников на формирование у них готовности к освоению новых знаний, приобретению многофункциональных умений, способности к профессиональной мобильности. Не меньшее значение имеет развитие таких качеств личности, как склонность к инновациям, ответственность, умение самостоятельно принимать решения в условиях неопределенности, умение работать в команде.

1. Сотрудничество ОАО «СО ЕЭС» с ведущими техническими Вузами России

Инновационное развитие таких наукоемких инфраструктурных отраслей, как электроэнергетика предъявляет повышенные требования к профессиональной и общекультурной компетенциям ее работников. Повышение уровня этих компетенций является основной целью сотрудничества на договорной основе ОАО «Системный оператор Единой энергосистемы» (далее – Системный оператор) с ведущими техническими Вузами России в области специализированной подготовки студентов направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

В настоящее время договоры на специализированную подготовку с Системным оператором заключили следующие Федеральные государственные образовательные учреждения высшего профессионального образования:

- ✓ Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина;
- ✓ Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»
- ✓ Научно-исследовательский Томский политехнический университет;
- ✓ Самарский государственный технический университет;
- ✓ Южно-Российский государственный политехнический университет;
- ✓ Санкт-Петербургский государственный политехнический университет;
- ✓ Северо-Кавказский федеральный университет;
- ✓ Казанский государственный энергетический университет;

Договоры определяют обучение магистров по программе дополнительной профессиональной подготовки, которая отражает специфику деятельности Системного оператора по управлению режимами Единой электроэнергетической системы России. В них не предусмотрена работа по профессиональной ориентации бакалавров, которая может повысить эффективность специализированной подготовки магистров.

В докладе предлагается расширить рамки сотрудничества Системного оператора с Вузами – в дополнение к работе с магистрами добавить работу со специализированными группами бакалавров начиная с первого курса до окончания бакалавриата. Работу предлагается начинать с группой бакалавров первого курса в составе 25 человек, которые изъявят желание проходить специализированную подготовку по программе Системного оператора. Состав группы уменьшается до 10 человек к четвертому курсу. После итоговой государственной аттестации они продолжают специализированную подготовку в магистратуре. Предлагается, также, разработать единые документы: договор, магистерскую программу специализированной подготовки, задание на профориентацию бакалавров для всех Вузов-партнеров. Унификация этих документов создаст благоприятные условия для повышения эффективности управления процессом обучения и профориентации, упорядочения отчетности, повышения эффективности контроля качества подготовки специалистов. Они облегчат реализацию сетевых форм обучения в Вузах - партнерах Системного оператора, организацию обменов студентами и преподавателями, а также повышение квалификации преподавателей Вузов с помощью дистанционных форм обучения (дистанционные лекции, кейсы, методические материалы и т.п.).

Предлагается двухэтапная в течение года схема выполнения договоров (рисунок 1).

Каждый этап соответствует семестру учебного года. По итогам семестра (этапа) составляются отчеты по работе с бакалаврами и магистрами на каждом курсе, которые интегрируются в общий отчет, представляемый Заказчику. Требования к отчету по работе с бакалаврами приводятся в Задании, с магистрами – в тексте договора.

Договор предлагается заключать на шесть лет с последующим продлением на тот же срок.

Профессиональная ориентация бакалавров осуществляется в течение всего срока обучения в соответствии с разработанным Системным оператором Заданием, в котором предусмотрены следующие виды работ:

- Собеседование со студентами, принятыми на первый курс; формирование группы целевой подготовки.
- Корректировка состава группы на каждом курсе.
- Контроль успеваемости студентов групп каждого курса в течение семестра и по итогам сессии,
- Проведение ознакомительных экскурсий на предприятиях по производству (электрическая станция), передаче (МРСК), распределению (горэлектросети) и потреблению (промышленное предприятие) электроэнергии;
- Проведение ознакомительных экскурсий в ОДУ или РДУ, знакомство со спецификой работы филиала Системного оператора и его основных подразделений;
- Подготовка рефератов по темам, предложенным структурными подразделениями Системного оператора – представителями Заказчика. Организация конференции специализированных групп, на которой производится представление и защита рефератов каждым студентом;
- Выбор специализированных тем итоговой государственной аттестации и контроль их подготовки к защите. Участие в процедуре представления и защиты магистерских диссертаций.

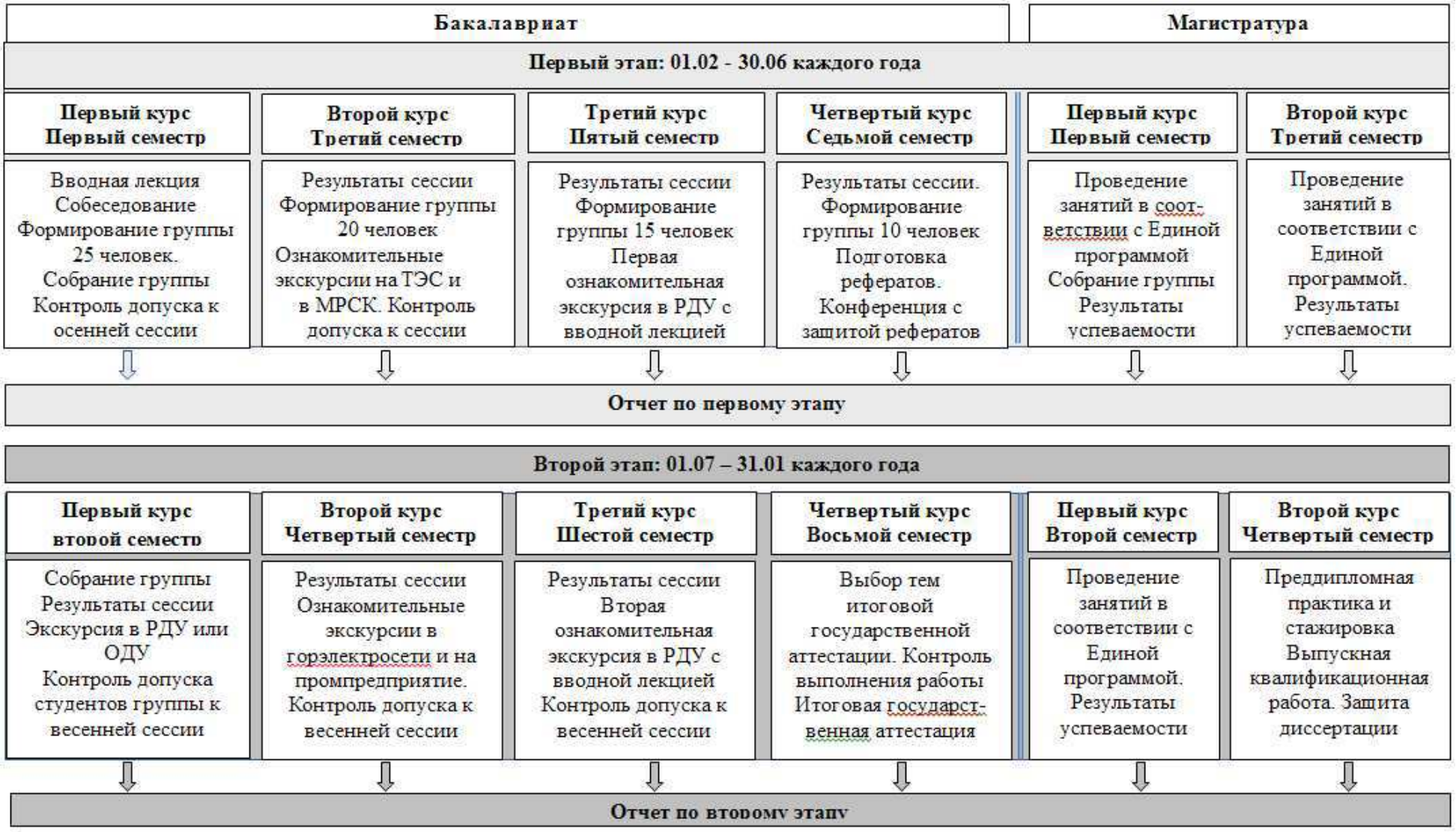


Рис 1. Состав работ и схема реализации договора на дополнительную профессиональную подготовку

Обучение в магистратуре предлагается проводить по единой для всех Вузов-партнеров программе дополнительной профессиональной подготовки (далее Программа), которая разработана с учетом усложнения методов и средств управления режимами энергосистем, внедрения новых технологий производства, распределения и потребления электроэнергии.

В программе учтено современное состояние оборудования энергосистем, методов расчета и анализа их режимов, средств линейной, режимной и противоаварийной автоматики. В каждом разделе Программы приводится характеристика нормативно-правовых документов, регламентирующих отдельные аспекты управления режимами ЕЭС России.

Структура программы приведена на рисунке 2. Программа разделена на два блока. Первый блок посвящен изучению ЕЭС России, являющейся основой синхронной зоны энергосистем стран СНГ и Балтии. Приводятся характеристики оборудования ЕЭС и режимов его работы, нормальных и переходных режимов, регулирования напряжения и частоты.

Второй блок содержит актуальные вопросы планирования режимов, оперативно-диспетчерского и автоматического управления режимами ЕЭС России, организации рынка электроэнергии и мощности. Особое внимание в программе уделяется методам автоматического управления режимами ЕЭС России – режимному и противоаварийному управлению, релейной защите и сетевой автоматике, технологической автоматике.

Программа вносит необходимые коррективы в дисциплины электроэнергетического профиля и приводит к модернизации учебных планов подготовки электроэнергетиков.

По усмотрению Вуза-партнера она является основой специализированного учебного плана профессиональной подготовки для Системного оператора, либо каждый раздел Программы вводится в рабочие программы дисциплин, на основании которых составляются профильные учебные планы для магистров.

2. Летний образовательный форум «Энергия молодости» – инструмент развития общекультурных компетенций

Развитие общекультурных компетенций, сопровождаемое образовательной программой, положено в основу программы Летнего образовательного форума «Энергия молодости» (далее Форум).

Организация Форума осуществляется Благотворительным фондом «Надежная смена» при поддержке и общем руководстве ОАО «СО ЕЭС» [2].

Задачи Форума:

Рис.2 Структура унифицированной программы дополнительной профессиональной подготовки магистров

- ✓ Повышение уровня знаний и компетенции будущих работников электроэнергетических компаний;
- ✓ Погружение участников в темы дополнительных учебных курсов: электроэнергетика и энергосбережение;
- ✓ Передача участникам Форума опыта и знаний, накопленных менеджментом и ведущими экспертами отраслевых компаний;
- ✓ Развитие профессионального и творческого потенциала, навыков командной работы и принятия решений, осознание необходимости непрерывного развития и самосовершенствования;
- ✓ Содействие нравственному, интеллектуальному и физическому развитию участников.

Эти задачи решаются в процессе реализации следующих мероприятий.

1. Профориентация;
2. Проектирование, строительство и энергоснабжение игрового города «Энергия молодости»;
3. Развития личной эффективности;
4. Культурная и развлекательная программы;
5. Спортивные соревнования.

В основе профориентации лежит курс лекций, сопровождаемый практическими, лабораторными работами и экскурсиями на энергетические предприятия. Образовательный цикл ориентирован на формирование у участников Форума единой и целостной картины технологических процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

К участию в Форуме привлекаются в качестве экспертов заслуженные представители электроэнергетической отрасли, работники отраслевых компаний и научных организаций.

В Форуме ежегодно принимают участие около 100 старшеклассников подшефных школ и студентов Вузов-партнеров.

3. Профессионально-ориентированное обучение с помощью метода case-study

В последние годы в связи модернизацией российского образования в системе высшей школы России происходит поиск новых эффективных методов обучения.

Одним из широко распространенных в учебном процессе многих университетов США и Европы является метод конкретных ситуаций или технология case-study (от английского case – случай, ситуация) – метод активного проблемно-ситуационного анализа, основанный на обучении путем решения конкретных задач – ситуаций (решение кейсов) [3].

Сегодня метод case-study завоевал ведущие позиции в обучении, активно используется в зарубежной практике бизнес–образования и считается одним из самых эффективных способов обучения студентов навыкам решения типичных проблем.

Проблема внедрения метода case-study в практику высшего профессионального образования в настоящее время является весьма актуальной, что обусловлено двумя тенденциями:

- ➢ первая вытекает из общей направленности развития образования, его ориентации не столько на получение конкретных знаний, сколько на формирование профессиональной компетентности, умений и навыков мыслительной деятельности, развитие способностей личности, среди которых особое внимание уделяется способности к обучению, смене парадигмы мышления, умению перерабатывать огромные массивы информации;
- ➢ вторая определяется требованиями к качеству специалиста, который, помимо удовлетворения условиям первой тенденции, должен обладать также способностью оптимального поведения в различных ситуациях, отличаться системностью и эффективностью действий в условиях кризиса.

Место метода case-study в российской системе высшего профессионального образования далеко не однозначно. Метод необходимо использовать в органическом единстве с другими методами обучения, в том числе традиционными, закладывающими у студентов обязательное нормативное знание.

Выводы

1. Компетентностный подход к профессиональной деятельности, положенный в основу Федеральных образовательных стандартов третьего поколения предполагает сложную совокупность теоретических знаний, практических умений и личностных качеств, обусловливающих готовность специалиста к активной трудовой деятельности.
2. Для повышения уровня профессиональной компетентности молодых специалистов – выпускников технических Вузов направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» ОАО «СО ЕЭС» организовал сотрудничество с ведущими техническими университетами России по обучению магистров по программе дополнительной профессиональной подготовки, которая отражает специфику деятельности Системного оператора по управлению режимами Единой электроэнергетической системы России.
3. Системный оператор предполагает расширение рамок сотрудничества с Вузами – в дополнение к работе с магистрами добавить работу со специализированными группами бакалавров, а также создать единые для всех Вузов-партнеров документы – договор, магистерскую программу специализированной подготовки, задание на профориентацию бакалавров. Унификация этих документов создаст благоприятные условия для повышения эффективности управления процессом обучения и профориентации, упорядочит отчетность, повысит эффективность контроля качества подготовки специалистов, облегчит реализацию сетевых форм обучения в Вузах - партнерах Системного оператора, организацию обменов студентами и преподавателями.
4. Летний образовательный форум «Энергия молодости», проводимый фондом «Надежная смена» под руководством Системного оператора повышает эффективность профессиональной ориентации школьников, способствует развитию профессионального и творческого потенциала студентов-электроэнергетиков Вузов-партнеров, прививает навыки командной работы и принятия решений, содействует нравственному, интеллектуальному и физическому развитию участников.
5. Профессионально-ориентированное обучение с помощью метода case-study способствует развитию как профессиональных, так и общекультурных компетенций, развитию личности, умению самостоятельно принимать решения и работать в команде.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего профессионального образования по направлению подготовки 140400 «Электроэнергетика и электротехника». М., 2009.
2. Благотворительный фонд «Надежная смена». /http://fondsmena.ru/EM-2014
3. Долгоруков А. Метод case-study как современная технология профессионально-ориентированного обучения.
http://www.vshu.ru/lections.php?tab_id=3&a=info&id=2600

ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ-ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОВ: ТАНДЕМ ВУЗА И РАБОТОДАТЕЛЯ

А.В. Хлебов, О.Э. Хоштария
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Специфика деятельности ОАО «СО ЕЭС» (Системного оператора), высочайший уровень требований к надежности и стабильности его работы требуют высокого уровня подготовки персонала. Наиболее востребованными для Системного оператора, в частности для филиалов ОАО «СО ЕЭС» операционной зоны ОДУ Сибири, являются специалисты технологического блока: оперативно-диспетчерских служб, служб релейной защиты и автоматики, электрических режимов, оперативного и долгосрочного планирования энергетических режимов. При этом ситуация на рынке труда такова, что готовых специалистов, обладающих необходимыми для работы в Системном операторе знаниями и навыками по обеспечению надежного функционирования и развития ЕЭС России, найти очень сложно.

В связи с этим для Системного оператора, в том числе и для филиалов ОАО «СО ЕЭС» операционной зоны ОДУ Сибири, актуальнейшей задачей является подготовка специалистов еще на стадии обучения в вузе, формирование молодежного кадрового резерва с высоким уровнем профессиональной подготовки, адаптированного к решению производственных задач, которые стоят перед Системным оператором.

При этом анализируя собственный опыт взаимодействия с выпускниками вузов, учитывая собственную оценку уровня подготовки выпускников, Системный оператор ставит обязательным условием эффективной подготовки в вузах специалистов для ОАО «СО ЕЭС» активную вовлеченность в этот процесс работников Системного оператора.

Именно поэтому одним из направлений работы по подготовке кадров является взаимодействие Системного оператора с профильными вузами. Система организации подготовки квалифицированных кадров, осуществляемая в профильных вузах при активном участии Системного оператора, включает:

- экспертизу и отбор профильных для ОАО «СО ЕЭС» вузов;
- заключение договоров на профильную магистерскую подготовку по специализированным программам;
- разработку дополнительных дисциплин или специализированных программ обучения, направленных на усвоение теоретических основ работы в ОАО «СО ЕЭС»;
- проведение в ОАО «СО ЕЭС» стажировок преподавателей профильных кафедр;
- участие работников ОАО «СО ЕЭС» в чтении лекций, проведении занятий;
- помощь в организации практик на энергообъектах и проведение их в ОАО «СО ЕЭС»;
- разработку тем курсовых, дипломных работ, магистерских диссертаций по темам, связанным с деятельностью ОАО «СО ЕЭС»;
- участие и организацию совместных научно-технических конференций.

Практическую ценность имеет действующая в ОАО «СО ЕЭС» с ноября 2007 года специальная программа, в рамках которой лучшие студенты вузов, прошедшие предварительный отбор, проходят длительные стажировки в филиалах (в качестве специалистов-стажеров) по индивидуальным планам подготовки. Лучшие студенты, положительно зарекомендовавшие себя в период подготовки, при наличии вакансий принимаются на работу по завершении обучения. В рамках данной программы в филиалы ОАО «СО ЕЭС» операционной зоны ОДУ Сибири были приняты прошедшие стажировки выпускники таких сибирских вузов, как Кузбасский государственный технический университет, Томский политехнический университет, Иркутский государственный технический университет, Сибирский федеральный университет, Новосибирский государственный технический университет, Алтайский государственный технический

университет, Восточно-Сибирский государственный технологический университет, Омский государственный технический университет и др.

Особое значение в подготовке кадров имеет совместная работа ОАО «СО ЕЭС» с профильными вузами по разработке специализированных программ обучения и подготовка по ним студентов. Интересен опыт сотрудничества Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и Национального исследовательского Томского политехнического университета. В настоящее время на базе Энергетического института Томского политехнического университета ведется подготовка по двум специализированным магистерским программам: «Управление режимами электроэнергетических систем» и «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем».

Магистерская программа «Управление режимами электроэнергетических систем» реализуется с 2008 года. Она включает изучение таких дисциплин, как:

- установившиеся режимы ЭЭС,
- современные методы и средства их расчета,
- переходные процессы в электроэнергетических системах,
- теория систем автоматического управления,
- проектирование и эксплуатация релейной защиты и автоматики энергосистем,
- автоматическое управление режимами работы ЭЭС по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности,
- технологические процессы выработки электроэнергии на ТЭС и ГЭС,
- противоаварийное управление в энергосистемах,
- программно-технические комплексы для контроля режимов и управления ЭЭС,
- характеристики электрооборудования электростанций и подстанций,
- методы и средства управления режимами на базе силовой полупроводниковой техники,
- технология планирования диспетчерского графика для обеспечивания функционирования рынка энергии и мощности,
- долгосрочное планирование энергетических режимов, планирование развития энергосистем и др.

С 2008 года по 2014 год в Томском политехническом университете прошли обучение по специализированной магистерской программе «Управление режимами электроэнергетических систем» 40 чел. (4 группы), обеспечено их трудоустройство в филиалы ОАО «СО ЕЭС». В настоящее время в Энергетическом институте Томского политехнического университета по специализированной магистерской программе «Управление режимами электроэнергетических систем» продолжают обучение 2 группы (20 чел.) со сроком обучения сентябрь 2013 г. - июнь 2015 г. и сентябрь 2014 г. – июнь 2016 г.

В 2012 году Энергетический институт Томского политехнического университета и Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири разработали **новую специализированную магистерскую программу «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем».**

Подготовка специалистов в сфере автоматизированных систем диспетчерского управления является актуальной и важной задачей для ОАО «СО ЕЭС» с учетом реформирования блока информационных технологий филиалов ОАО «СО ЕЭС» и созданием подразделений автоматизированных систем диспетчерского управления. Особенностью требований к специалистам данного профиля является достаточно глубокие компетенции в информационных технологиях, наряду с базовыми компетенциями в электроэнергетической области, понимание характеристик режимов работы электроэнергетических систем и особенностей процессов диспетчерского управления. Специалистов данного профиля не готовит ни один вуз РФ. В связи с этим разработка программы и реализация обучения по специализированной магистерской программе «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем»

(совмещающей подготовку как в области информационных технологий, так и электроэнергетики) позволяет решить актуальную для ОАО «СО ЕЭС» задачу подготовки специалистов с заданными компетенциями. Магистранты изучают такие дисциплины профессионального цикла, как:

- автоматическое управление режимами работы энергосистем,
- современные технологии автоматизации диспетчерского управления, моделирование систем,
- информационные сети и телекоммуникации, проектирование систем управления и др.

В июне 2014 года состоялся первый выпуск магистров по данной программе, выпускники трудоустроены в исполнительный аппарат ОАО «СО ЕЭС» и филиалы ОАО «СО ЕЭС». В настоящее время по специализированной магистерской программе «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем» продолжает обучение 1 группа (10 чел.) со сроком обучения сентябрь 2013 г. - июнь 2015 г.

Эффективность подготовки по специализированным магистерским программам «Управление режимами электроэнергетических систем» и «Автоматизированные системы диспетчерского управления электроэнергетических систем» определяется несколькими составляющими:

1. Тщательным отбором студентов для обучения, обеспечивающим набор лучших студентов. Отбор включает:

- выполнение кандидатами письменных заданий на определение уровня профессиональных знаний (задания разработаны сотрудниками Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири);
- прохождение собеседований с представителями Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и преподавателями Томского политехнического университета.

Учитывается также успеваемость кандидатов во время обучения в бакалавриате (средний балл, оценка за междисциплинарный экзамен, оценка выпускной квалификационной работы), проводится психологическое тестирование кандидатов.

2. Самой программой обучения, которая разработана совместно преподавателями Томского политехнического университета и специалистами Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и учитывает специфику ОАО «СО ЕЭС».

3. Организацией обучения, включающей:

- привлечение к обучению преподавателей-практиков из Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, других энергетических компаний;
- прохождение магистрантами стажировок в филиалах ОАО «СО ЕЭС», в научно-исследовательских институтах, научно-производственных предприятиях;
- выполнение магистерских диссертаций на темы, актуальные для ОАО «СО ЕЭС»;
- контроль процесса подготовки со стороны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Ведется мониторинг успеваемости магистрантов, дополнительно к предусмотренным учебными планами экзаменам и зачетам 1 раз в семестр представителями Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири проводятся промежуточные проверки знаний магистрантов, защиты магистрантами отчетов по практике и магистерских диссертаций проводятся обязательно с привлечением представителей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

Заключение: взаимодействие ОАО «СО ЕЭС» с профильными вузами, вовлеченность в процесс подготовки студентов, реализация обучения по специализированным программам обучения, разработанным совместно Системным оператором и вузами, значительно повышают качество подготовки студентов и обеспечивают ОАО «СО ЕЭС» молодыми специалистами с высоким уровнем профессиональных знаний, подготовленными к специфике деятельности и мотивированными на работу в компании. Результат сотрудничества ОАО «СО ЕЭС» с вузами подтверждает эффективность тандема «вуз-работодатель» в процессе подготовки кадров.

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ОПЕРАТОР ДЛЯ СТУДЕНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

А.С.Королев
Фонд «Надежная смена»

В 1990-е гг. российский ТЭК столкнулся с оттоком высокопрофессиональных кадров, снижением престижности профессии и интереса выпускников вузов к работе по выбранным специальностям. Результатом этих и других негативных тенденций стал дефицит квалифицированных инженерно-технических и рабочих молодых специалистов.

Приоритетность решения этой проблемы обозначена Президентом России В.В. Путиным на заседании Совета при Президенте по науке и образованию, которое состоялось 23 июня 2014 г. в Москве: «Качество инженерных кадров становится одним из ключевых факторов конкурентоспособности государства и основой для его технологической, экономической независимости».

Именно такой подход заложен в систему «Школа-ВУЗ-Предприятие» (далее – ШВП), которую совместно создают Фонд «Надежная смена», некоммерческое партнерство (НП) «Молодежный форум лидеров горного дела» и Молодежная секция РНК СИГРЭ.

Проанализируем, в чем состоит выгодное отличие указанной программы от возможных аналогичных программ, реализуемых другими организациями.

1. Объединение уникальных и взаимодополняющих компетенций в области развития человеческого капитала

Фонд «Надежная смена», Молодежная секция РНК СИГРЭ и НП «Молодежный форум лидеров горного дела» имеют богатый опыт организации современных образовательных проектов для различных целевых аудиторий в различных отраслях ТЭК и минерально-сырьевого комплекса.

Интеграция лучших сторон каждой из названных организаций призвана обеспечить качественное повышение эффективности системы ШВП, более комплексную работу в каждой из составляющих и выстраивание эффективных связей между ними в целях обеспечения необходимого синергетического эффекта.

2. Объединение лучших молодых специалистов

Коллектив организаторов объединяет не просто реализация проектов, а единая идеология уважения к профессионалам отрасли, формирования своего будущего собственными руками, профессионального и личностного развития и ответственности за будущее отрасли, которая передается участникам проектов ШВП.

Стремление к перманентному развитию и опыт команды организаторов направлены не просто на создание крупнейшего провайдера образовательных услуг для ТЭК и минерально-сырьевого комплекса, а формирование инфраструктуры для консолидации наиболее перспективной молодежи.

3. Уникальная география и масштаб

Совместными усилиями трех организацийежегодно осуществляется около 30 мероприятий для школьников, студентов, молодых специалистов из отраслей ТЭК, реализуемых практически в половине субъектов РФ.

В активе ШВП около 7000 молодых специалистов и будущих работников ТЭК и минерально-сырьевого комплекса из более чем 30 ведущих профильных вузов со всей России.

4. Профессиональная ориентация

Недостаточный уровень профессиональных знаний сегодняшних выпускников, а также отсутствие базовых менеджерских компетенций, делает их неготовыми к работе на современном предприятии и требует дополнительных затрат на адаптацию в первые годы работы.

В основе проектов ШВП лежит рассмотрение конкретных производственных и инженерных задач и проблем развития предприятий ТЭК, знакомство с современной техникой и технологиями, практиками организации экологичного, безопасного и ресурсосберегающего производства, развитие практических знаний, навыков и компетенций, востребованных на рынке труда.

5. Использование наиболее эффективных образовательных технологий

Методологическую основу цепочки ШВП составляет метод изучения кейсов – техника практического обучения, позволяющая оценить навыки, которые не поддаются стандартной оценке и можно выявить только при решении «реальных ситуаций».

Кейс – это практическая задача (проблема), основанная на реальной производственной ситуации. Кейс готовится по материалам конкретного предприятия или организации. В рамках работы над кейсом участники, обычно разделенные на команды, предлагают соответствующие варианты решения, используя теоретические знания, профессиональный опыт, технико-экономические расчеты и логику. Их предложения оценивает специально формируемое экспертное жюри с участием представителей кадровых и технических служб предприятий ТЭК, научных и образовательных центров, органов власти и др.

В тоже время планируем использовать, как общепринятые (научные конференции, конкурсы рефератов и проч.), так и новые образовательные форматы (бизнес моделирование, дебаты и проч.), которые в рамках принятой концепции деятельности Фонда гармонично сочетаются и дополняют друг друга.

6. Внедрение механизмов государственно-частного партнерства при реализации образовательных и молодежных проектов

В связи с возрастающим вниманием к вопросам привлечения молодежи отраслевые компании начинают все более активно сотрудничать с профильными вузами, запускают там проекты и программы, направленные на формирование кадрового резерва.

Однако организация индивидуальных проектов дает эффект только на локальном уровне, и отвечает интересам отдельной компании - заказчика. Системно подойти к решению кадровой проблемы позволит создание крупных отраслевых проектов, которые будут реализованы в формате государственно-частного партнерства, прозрачны и выгодны с точки зрения частных инвестиций.

7. Информационный повод

Ключевые проекты ШВП получают широкое информационное освещение за счет реализации активных информационных кампаний и партнерства с ведущими информационными изданиям.

Теперь более подробно о каждом из этапов системы ШВП, в которой «Школа» представляет собой первичную профориентацию учащихся, в рамках «Вуза» выявляются самые перспективные учащиеся и осуществляется их дополнительная подготовка, а «Предприятие» позволяет развивать знания и компетенции уже работающих молодых специалистов. **Этап I. «ШКОЛА». Профориентационная деятельность в школах, направленная на углубление знаний учащихся по профильным дисциплинам, мотивацию и создание благоприятных условий к поступлению в профильные вузы.**

ЗАДАЧИ

- Выявление наиболее одаренных ребят для дальнейшего «сопровождения» в профессиональном поле энергетики;
- Популяризация инженерно-технического образования и профессии работника ТЭК;
- Повышение уровня базовых знаний школьников 9-11 классов;
- Привлечение в вуз абитуриентов, обладающих наиболее высоким уровнем базовых знаний;
- Развитие взаимодействия вузов и предприятий ТЭК с наиболее перспективными школами.

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПАРТНЕРОВ

- Привлечение в вуз наиболее перспективных школьников;
- Значительное увеличение количества потенциальных абитуриентов за счет привлечения новых школ, учащиеся которых могут принять участие в проекте;
- Снижение издержек на реализацию проекта за счет формирования консорциума.

НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ (ПРОЕКТЫ)

- Создание специализированных классов для углубленного изучения профильных школьных дисциплин;
- Организация кейс-чемпионатов для школьников с участием профессорского-преподавательского состава и учащихся вуза при поддержке заинтересованных отраслевых компаний;
- Конкурс инженерных решений.

Этап II. «ВУЗ». Выявление и поддержка самых перспективных студентов, подготовка конкурентоспособных инженерных кадров, стимулирование к выстраиванию молодыми специалистами профессиональных траекторий в энергетическом секторе

ЗАДАЧИ

- Развитие профессионального диалога молодых специалистов с профессионалами ТЭК, представителями органов власти, научно-образовательных центров и др.;
- Профориентация, развитие современных компетенций и навыков, вовлечение студентов в рассмотрение конкретных проблем и задач функционирования ТЭК;
- Популяризация передовых российских и зарубежных решений и технологий для работы ТЭК;
- Мотивация студентов к трудоустройству в ТЭК, популяризация инженерного и технического образования;
- Содействие компаниям в подборе перспективных кадров и формировании кадрового резерва, продвижении своего бренда в молодежной и профессиональной среде.

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПАРТНЕРОВ

- Доступ к базе наиболее перспективных и адаптированных к работе на производстве специалистов;
- Интерактивная оценка компетентностей студентов, в том числе целевого набора обучения;
- Аналитическая информация для принятия кадровых решений;
- Отбор лучших студентов для прохождения практик (стажировок), трудоустройства на стартовые позиции;
- Развитие взаимодействия с широкой сетью вузов, а также органами власти;
- Повышение эффективности расходов средств на подбор персонала, обучение студентов-целевиков.

НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ (ПРОЕКТЫ)

- Система мониторинга студентов на базе инженерных кейсов для организаций, имеющих студентов целевого обучения;
- Всероссийский Чемпионат по топливно-энергетическим кейсам (горное дело, нефтегазовое дело, электроэнергетика, геологоразведка);
- Мероприятия молодежной секции РНК СИГРЭ;
- Разработка специализированных магистерских программ;
- Подбор молодых специалистов через базу участников Фонда, МФЛГД, Молодежной секции РНК СИГРЭ;
- Организация специализированных кейс-мероприятий и молодежных секций (дней) в рамках отраслевых конференций;
- Международные практики и стажировки.

Этап III. «Предприятие». Развитие компетенций молодых перспективных работников, расширение их профессионального кругозора, формирование активной профессиональной и жизненной позиции.

ЗАДАЧИ

- Выявление и поддержка наиболее перспективных и мотивированных молодых специалистов (молодые работники и специалисты, включенные в кадровый резерв);
- Развитие профессионально важных компетенций и навыков, расширение профессионального кругозора молодых специалистов;
- Развитие взаимодействия между ключевыми и молодыми работниками организации, передача опыта;
- Знакомство молодых специалистов с лучшими практиками организации производства, техникой и технологиями;
- Популяризация корпоративных ценностей и укрепление корпоративной культуры.

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПАРТНЕРОВ

- Реальная оценка компетенций молодых специалистов в интерактивном формате с непосредственным участием работников технических и кадровых служб организации;
- Аналитическая информация для принятия кадровых решений;
- Повышение лояльности молодых работников к организации, развитие эффективных внутренних коммуникаций, стимулирование работников к перманентному развитию;
- Повышение эффективности расходования средств на оценку, обучение и развитие персонала.

НАПРАВЛЕНИЯ И ФОРМЫ РАБОТЫ (ПРОЕТЫ)

- Корпоративный чемпионат или отдельные мероприятия по решению инженерных кейсов;
- Корпоративный или отраслевой молодежный летний образовательный форум;
- Организация специализированных молодежных конференций, конкурсов, семинаров, молодежных дней, в том числе в рамках крупных отраслевых мероприятий, и пр.;
- Международные практики и стажировки, направленные на овладение новой техникой и технологиями.

Ближайшие знаковые мероприятия. Одним из самых перспективных проектов системы ШВП для электроэнергетической отрасли, который будет запущен в следующем году, является Всероссийский Чемпионат по решению кейсов в области электроэнергетики. Проект пройдет в период февраль-май 2015 года на базе 10 российских профильных вузов при поддержке Минэнерго России, Росмолодежи, Агентства стратегических инициатив, ОАО «СО ЕЭС», РНК СИГРЭ, региональных правительств и администраций. Суть чемпионата – решить инженерный кейс, посвященный конкретным проблемам, стоящим перед конкретным предприятием. Решение оценивает экспертное жюри с участием работников отраслевых предприятий, органов власти и научно-образовательных центров. Отборочные этапы Чемпионата проходят на площадках вузов. Победители отборочных этапов встретятся в финале, который пройдет в Москве в мае 2015года.

Его аналог в горном деле – Всероссийский Чемпионат по кейсам в области горного дела – за 2 года собрал на своей площадке около 1300 студентов из 17 городов России и 3 городов Казахстана, стал победителем Всероссийского конкурса лучших программ компаний ТЭК для школьников, студентов и молодых специалистов в рамках ENES-2013, вошел в 100 лучших молодежных проектов Всероссийского студенческого форума – 2013, организованного Минобрнауки России.

В заключение хотелось бы отметить, что система ШВП позволяет предложить предприятиям ТЭК и минерально-сырьевого комплекса как отдельные проекты и программы, так и комплексные долгосрочные решения, которые позволят им получить реальный практический результат в виде грамотных и мотивированных молодых специалистов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

ПОСТРОЕНИЕ ОБЛАСТИ ОПТИМАЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГИДРОАГРЕГАТА ПРИ ДВУХКРИТЕРИАЛЬНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

М.А. Пичугова, Л.В. Толстихина
Саяно-Шушенский филиал ФГАОУ ВПО «СФУ»

Одной из проблем гидроэнергетики является использование оборудования не на полную мощность, решение которой требует сложного математического моделирования.

Исследования в области оптимизации режимов активно развиваются в последние несколько десятилетий [1]. Многие разработки достигли хороших результатов и вводятся в производство, чем достигается улучшение режимных задач.

Опыт эксплуатации действующих энергосистем и большое количество экспериментальных расчетов показывают, что при рациональном ведении режимов может быть получена существенная экономия денежных средств. Если оценивать средний эффект оптимизационных расчетов в 0,5-1% расхода энергоносителей в энергосистемах, ежегодная экономия денежных средств составит 2-4 млрд. руб.

Современное оборудование на ГЭС позволяет управлять агрегатами автоматически. Автоматическая система управления (АСУ) исключает ошибки, создаваемые человеком; делает процесс обработки и сбора данных быстрее; улучшает контроль; передает действительные данные о состоянии системы, а также имеет ряд преимуществ. Установившийся режим не всегда обеспечивает эффективное использование гидроагрегата и поэтому нуждается в оптимизации. За счет правильной эксплуатации гидроагрегата увеличивается эффективность ГЭС.

Для производства, передачи и распределения электроэнергии между потребителями используется комплекс оборудования. Одним из важных составляющих этого процесса является гидроагрегат, служащий для производства электричества.

Главной задачей всегда являлось максимально использовать КПД. Самый высокий показатель был выявлен 95% для радиально-осевых турбин и 92,5% для поворотно-лопастных. Его значение меняется в зависимости от расхода воды; от угла открытия направляющего аппарата; от напора, а также от вибрационного режима турбины [2].

При моделировании оптимального режима гидроагрегата предложен двухкритериальный метод сопряженных градиентов [3,4]. Задача распадается на два этапа: построение области компромиссных решений и выбор единственного из множества компромиссных. На втором этапе производится дооптимизация и определяется единственное решение.

Рассмотрим решение первого этапа задачи. В качестве доминирующего критерия возьмём КПД гидротурбины, в качестве второстепенного – угол открытия направляющего аппарата:

$$\begin{cases} \eta = f(Q) => \max; \\ v = f(\alpha) => \min. \end{cases}$$

где η - КПД гидротурбины;

Q - расход воды за 1 секунду;

v - окружная скорость турбины;

α - угол открытия направляющего аппарата.

Математическая запись метода сопряженных градиентов для двух критериев имеет вид:

$$\frac{F_1(x_1)}{\delta x_1} = -\lambda \frac{F_2(x_1)}{\delta x_1}; \quad (1)$$

$$\frac{F_1(x_2)}{\delta x_2} = -\lambda \frac{F_2(x_2)}{\delta x_2}. \quad (2)$$

Для данной задачи уравнения запишутся:

$$\frac{\delta Q}{\delta \alpha} = -\lambda \frac{\delta v}{\delta \alpha}; \quad (3)$$

$$\frac{\delta Q}{\delta \eta} = -\lambda \frac{\delta v}{\delta \eta}. \quad (4)$$

Выражения для коэффициента полезного действия и окружной скорости представлены в следующем виде:

$$\eta = \frac{60 \cdot Q \cdot n \cdot (\frac{ctg\alpha}{b} + \frac{\pi \cdot D \cdot ctg\gamma}{F}) - \pi^2 \cdot D^2 \cdot n^2}{60^2 \cdot g \cdot H}; \quad (5)$$

$$v = \sqrt{\frac{\sin(\beta - \alpha)}{2 \cdot \sin\gamma \cos\alpha}} \sqrt{2g\eta H}. \quad (6)$$

где H - срабатываемый напор, м;

n - синхронная частота вращения турбины;

D - диаметр турбины;

γ - угол поворота лопастей турбины;

b - высота направляющего аппарата;

F - площадь потока на выходе из рабочего колеса.

Дополнительный угол β определяется по выражению:

$$\beta = 180^o - \gamma. \quad (7)$$

Были приняты допущения на основании экспертных оценок:

1. $H = 16{,}9\text{м} = \text{const};$
2. $\gamma = 17^\circ = \text{const};$
3. $F = 51{,}58\text{м}^2.$

Компромиссное уравнение, полученное в результате совместного решения (5)-(6) имеет вид:

$$\eta = \sqrt{\frac{1{,}67 \cdot g \cdot H \cdot n \cdot A}{\frac{B \cdot C^2}{\frac{\sin(\beta - \alpha)}{2 \cdot \sin\gamma \cdot \cos\alpha}}}} \cdot 100\%. \quad (8)$$

где:

$$A = \frac{\frac{60 \cdot g \cdot H}{n \cdot b} + \frac{\pi^2 \cdot D^2}{60}}{(\frac{ctg\alpha}{b} + \frac{\pi \cdot D \cdot ctg\gamma}{F}) \cdot (\sin\alpha)^2}; \quad (9)$$

$$B = \frac{(2 \cdot g \cdot H)^2}{\frac{\sin\beta - \cos\beta \cdot tg\alpha}{2 \cdot \sin\gamma \cdot \cos\alpha}}; \qquad (10)$$

$$C = \frac{\sin\beta}{2 \cdot \sin\gamma \cdot (\cos\alpha)^2 \cdot \sin\alpha} - \frac{\cos\beta \cdot (\cos\alpha)^{-1} - tg\alpha \cdot \sin\alpha}{2\sin\gamma \cdot (\cos\alpha)^2}. \qquad (11)$$

Рассмотрена работа гидроагрегата на примере Майнского гидроузла. На станции установлены 3 гидрогенератора СВ 1500/170-96У4, каждый из которых вырабатывает по 107 МВт, а также турбина ПЛ-20/811.

В результате решения уравнения (8) были построены компромиссные области (рис.1 – рис.3) в соответствии с полученными данными (табл.1 – табл.3). Данные области представляют собой все математические решения в интервале КПД от 0 до 100%.

Таблица 1 – Численное решение для H=16,9 м

α	28	31	35	40	50	60	70	80	90
η	100,0	90,0	75,1	58,8	33,3	16,4	6,3	1,3	0,0

Таблица 2 – Численное решение для H=19,5 м

α	28	31	35	40	50	60	70	80	90
η	100,0	88,1	73,6	57,5	32,6	16,1	6,2	1,3	0,0

Таблица 3 – Численное решение для H=11,0 м

α	30	32	35	40	50	60	70	80	90
η	100,0	93,0	81,1	63,4	35,9	17,7	6,8	1,4	0,0

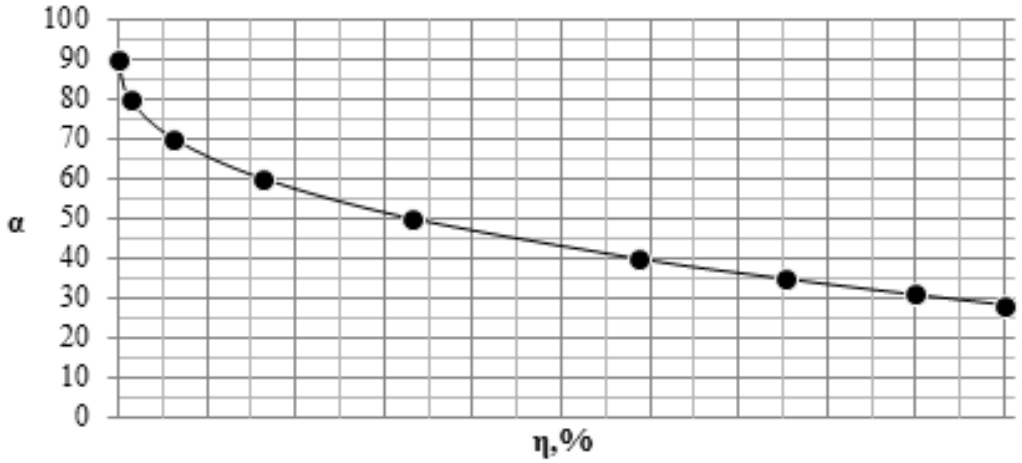


Рис. 1. Зависимость КПД от открытия направляющего аппарата гидротурбтны Майнской ГЭС для H=16,9 м.

Для $H = 19{,}5\text{м}$ и $H = 11\text{м}$, соответствующие максимальному и минимальному уровням, также построены зависимости (рис.2, 3):

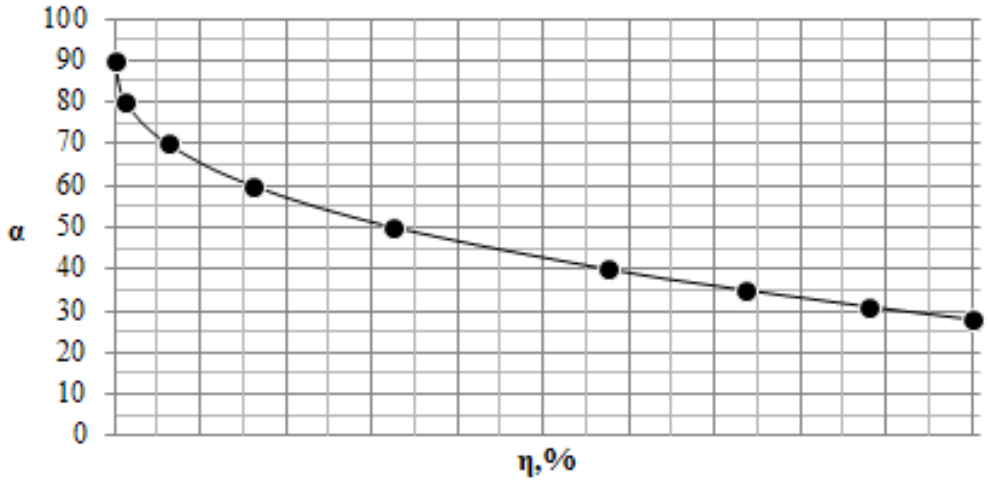


Рис. 2. Зависимость КПД от открытия направляющего аппарата гидротурбины Майнской ГЭС для Н=19,5 м.

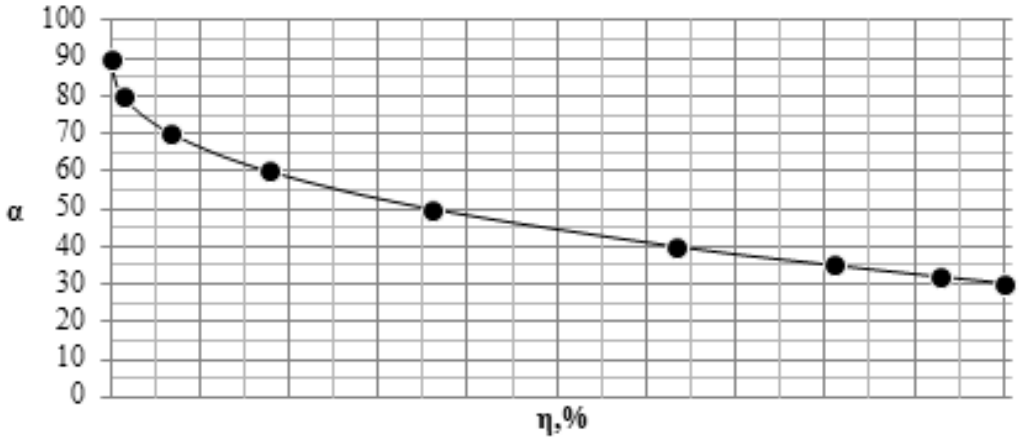


Рис.3. Зависимость КПД от открытия направляющего аппарата гидротурбины Майнской ГЭС для Н=11,0м

ВЫВОДЫ:

1. На основании предложенного метода строится математическая модель оптимальной работы гидроагрегата, которая может применяться для станций с похожим классом реактивных турбин.

2. Двухкритериальная оптимизация режима работы гидроагрегата позволяет:

1) построить область оптимальных КПД гидроагрегата;

2) найти оптимальный угол открытия направляющего аппарата.

3. Получена математическая модель области оптимальной работы агрегата:

$$\eta = \sqrt{\frac{1{,}67 \cdot g \cdot H \cdot n \cdot A}{\frac{B \cdot C^2}{\frac{\sin(\beta - \alpha)}{2 \cdot \sin\gamma \cdot \cos\alpha}}}} \cdot 100\% .$$

В данной работе решен первый этап задачи: построена область оптимальных математических значений открытия направляющего аппарата и КПД. На втором этапе решения задачи осуществляется поиск единственного решения из множества при наложении ограничений на переменные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1.Филиппова Т.А. Оптимизация энергетических режимов гидроагрегатов гидроэлектростанций. Москва: Энергия, 1975. 207 с.

2. Орго В.М. Гидротурбины. Изд. Ленинградского, 1975. 320 с.

3.Толстихина Е.А., Толстихина Л.В. Многоцелевая вероятностная коррекция режима электрической сети на множестве Парето// Электричество. 2013. №6. 13-18 с.

4.Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.

Научный руководитель: Л. В. Толстихина, к.н.т., доцент, кафедра Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей Саяно-Шушенского филиала Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Сибирский федеральный университет».

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОЛИНОМОВ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Н.Л. Бацева[1], А.В. Панкратов[1],
А.С. Тавлинцев[2], О.Ю. Малоземова[2]
1. ФГАОУ ВО НИ ТПУ, ЭНИН, кафедра «Электрические сети и электротехника»
2. ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», УралЭНИН, кафедра «Автоматизированные электрические системы»

Зависимость изменения мощности нагрузки от напряжения при медленных изменениях параметров режима называется статической характеристикой нагрузки (СХН) по напряжению [1]. Использование СХН по напряжению позволяет рассчитывать режим с меньшей погрешностью, и, как следствие, дает возможность уточнить допустимые по условиям устойчивости перетоки мощности.

Основой получения СХН являются натурные эксперименты, при проведении которых принудительно изменяют режим по напряжению на шинах нагрузки, фиксируя при этом соответствующие изменения мощности. Последний раз такие эксперименты в России проводились в 70-х, начале 80-х. Соответственно, на данный момент остро стоит вопрос обновления этих данных.

Необходимость актуализации альбомов СХН обусловлена еще и тем, что статические характеристики используются в современных программных комплексах, с помощью которых решаются задачи диспетчерского управления и планируются объемы поставок электроэнергии на оптовом рынке.

Пренебрегая влиянием колебаний частоты в энергосистеме, аналитическое выражение для изменения, например, реактивной мощности от изменения напряжения можно записать следующим образом:

$$Q = Q_{баз} \cdot \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{баз}} + a_2 \left(\frac{U}{U_{баз}} \right)^2 \right), \qquad (1)$$

где $U_{баз}$ – базовое напряжение узла нагрузки (электроустановки);

$Q_{баз}$ – потребление реактивной мощности, соответствующее базовому напряжению;

a_0, a_1, a_2 – коэффициенты полинома.

Следует отметить, что структура выражения (1) справедлива и для активной мощности.

В статье методика определения коэффициентов полиномов СХН приведена только для реактивной мощности.

Проблема экспериментального определения коэффициентов полиномов СХН заключается в том, что состав электроприемников на исследуемом предприятии может изменяться в течение эксперимента. Согласно выражению (1), изменение состава электроприемников можно охарактеризовать как изменение базовой мощности, соответствующей базовому напряжению [2]. Для решения этой проблемы необходимо соблюдать некоторые особенности выполнения эксперимента и применять специальные алгоритмы обработки данных.

В ходе разработки методики определения СХН был проведен эксперимент на второй секции шин 6кВ подстанции 35/6кВ «Сибкабель» (г. Томск) и в результате были получены исходные данные для определения коэффициентов полинома (1): массивы значений междуфазного напряжения, трехфазной активной мощности и трехфазной реактивной мощности.

Графически зависимость Q= f(U) по данным активного эксперимента представлена на рисунке 1.

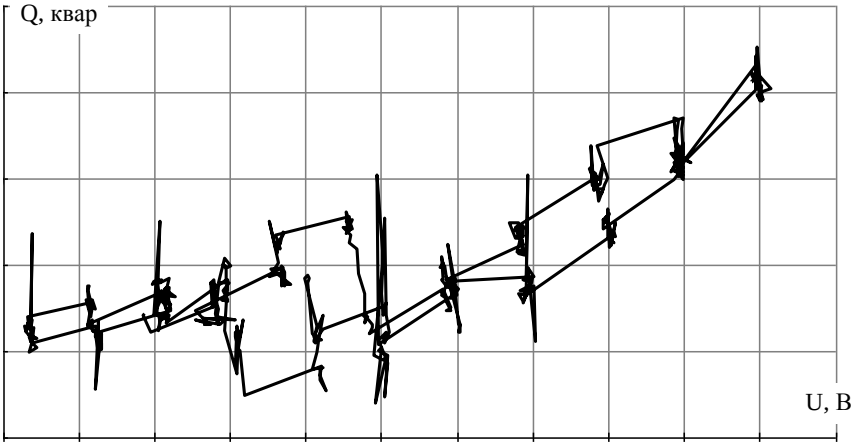


Рис. 1. График зависимости Q= f(U)

В качестве базового значения принято значение напряжения, соответствующее нормальному положению устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), тогда каждое измеренное значение напряжения можно перевести в относительные единицы по формуле:

$$U_{*i} = \frac{U_i}{U_{баз}}. \qquad (2)$$

Изменения напряжения могут быть вызваны как изменением положения РПН, так и случайным поведением нагрузки, а также погрешностью средств измерения. Для того чтобы отфильтровать колебания, которые не связаны с изменением положения РПН, выполняется проверка по условию:

$$|U_{*i+1} - U_{*i}| \cdot 100\% > 1\%. \qquad (3)$$

Условие (3) должно выполняться при переключении отпаек РПН, так как одна ступень привода РПН изменяет напряжение от 1% и более [1]. Если для точек (i) и (i+1) условие (3) выполняется, то пара точек оставляется для дальнейшего процесса определения коэффициентов полинома. Удовлетворяющие условию (3) измерения показаны на рисунке 2 черным цветом, измерения, которые не соответствуют данному условию, показаны серым цветом.

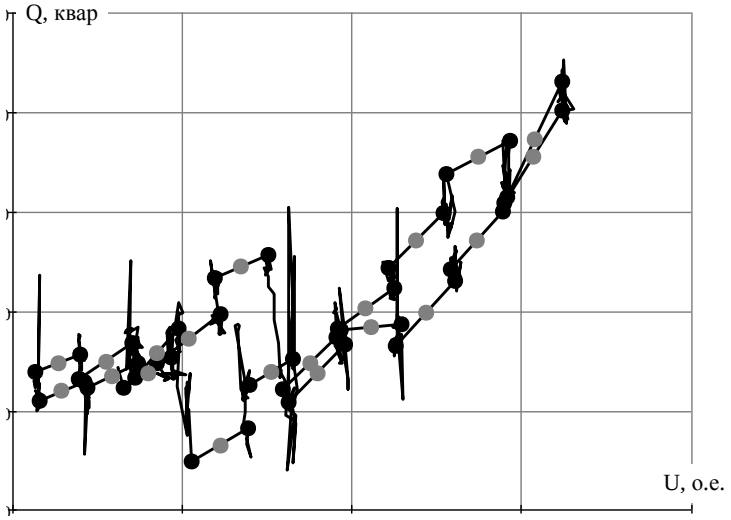


Рис. 2. Выделение пар соседних точек, на интервале времени между которыми происходит перевод РПН для реактивной мощности

Для решения задачи исключения пар точек, между которыми базовая мощность меняется можно использовать значения регулирующего эффекта нагрузки KQ_j[4, 5], рассчитанного для пар точек по формуле:

$$KQ_j = \frac{Q_{j+1} - Q_j}{U_{*j+1} - U_j} \cdot \frac{U_{*j+1} + U_{*j}}{Q_{j+1} + Q_j}. \qquad (4)$$

На рисунке 3 черным цветом показаны измерения, которые оставлены для дальнейших вычислений по условию (4) (точки 11, 15, 6, 7, 2, 12, 3).

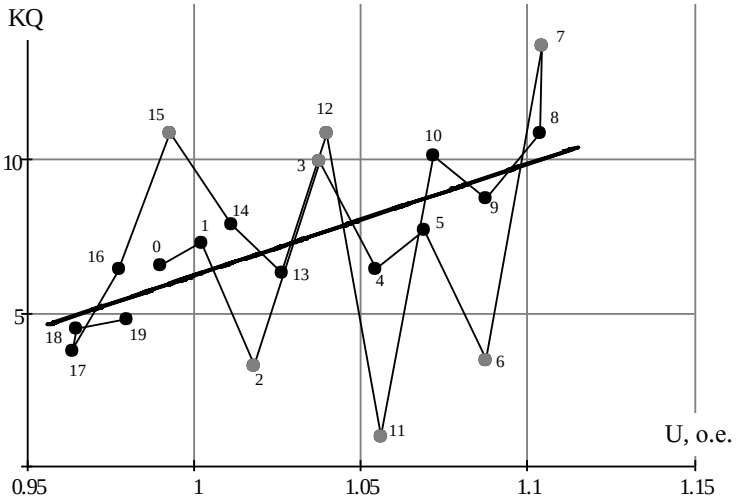


Рис. 3. Регулирующие эффекты по реактивной мощности после исключения пар точек

Для определения коэффициентов полиномов предлагается использовать метод последовательных приближений, суть которого состоит в нахождении алгоритма поиска по известному приближению искомой величины следующего, более точного приближения [3].

Первое приближение строится на расчете значений базовой мощности, по которой далее вычисляются значения мощности в относительных единицах и значения коэффициентов полинома.

Для расчета значений базовой мощности используются координаты середин отрезков:

$$U_{*cj} = \frac{U_{*j+1} + U_{*j}}{2}; Q_{cj} = \frac{Q_{j+1} + Q_j}{2}. \qquad (5)$$

Выбор базовой мощности первого отрезка делается исходя из предположения, что в относительных единицах средняя мощность этого отрезка равна 1 о.е. Учитывая, что

активный эксперимент начинается при нормальном положении РПН и напряжении, близком к базовому значению, такое предположение можно считать истинным, тогда

$$Q_{баз(0)} = Q_{c(0)}. \quad (6)$$

Значения базовой мощности последующих отрезков получают исходя из условия, что мощность, представленная в относительных единицах, между парами точек не изменяется.

Зная базовую мощность предыдущего отрезка, можно определить базовую мощность следующего отрезка по формуле:

$$Q_{баз|(j+1)} = \frac{Q_{j+2} \cdot Q_{баз|(j)}}{Q_{j+1}}. \quad (7)$$

Осуществим перевод мощностей в относительные единицы:

$$Q_{*j} = \frac{Q_j}{Q_{баз(j)}}; Q_{*i} = \frac{Q_{j+1}}{Q_{баз(j)}}. \quad (8)$$

Составим систему уравнений:

$$\begin{pmatrix} Q_{*0} \\ Q_{*1} \\ \dots \\ Q_{*N} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & U_{*0} & U_{*0}^2 \\ 1 & U_{*1} & U_{*1}^2 \\ \dots & \dots & \dots \\ 1 & U_{*N} & U_{*N}^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{pmatrix}. \quad (9)$$

Система уравнений (9) относится к переопределенным системам линейных алгебраических уравнений, в которых число уравнений больше числа неизвестных. Решение системы производится с помощью метода наименьших квадратов [3]. Полученные в результате значения коэффициентов полиномов a_0, a_1, a_2 являются первым приближением.

Далее используем метод последовательных приближений. Исходя из предположения о том, что в пределах j-того отрезка базовая мощность остается неизменной, можно рассчитать значения базовой мощности для каждого из отрезков:

$$Q_{баз(j)} = \frac{Q_{cj}}{a_0 + a_1 \cdot U_{*cj} + a_2 \cdot U_{*cj}^2}. \quad (10)$$

Дальнейшие действия по определению уточненных коэффициентов полинома повторяются: используя формулу (8), значения измеренных мощностей переводят в относительные единицы; затем с помощью формулы (9) уточняют коэффициенты a_0, a_1, a_2.

Следует отметить, что итерационный метод не учитывает условия

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1. \quad (11)$$

поэтому статические характеристики могут удаляться от точки с координатами (1;1) с каждой последующей итерацией. Во избежание этого достаточно каждый раз умножать полученные коэффициенты на величину $\frac{1}{a_0 + a_1 + a_2}$ и, таким образом, с каждой новой итерацией уточнять значения коэффициентов.

Для оценки точности предлагается использовать значение среднеквадратического отклонения всех оставленных после фильтрации значений мощности, представленных в относительных единицах:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^{N} [Q_{*i} - (a_0 + a_1 \cdot U_{*i} + a_2 \cdot U_{*i}^2)]^2} \quad (12)$$

Итерационный процесс следует продолжать до тех пор, пока значение среднеквадратического отклонения уменьшается.

В ходе обработки данных активного эксперимента было сделано 66 итераций для реактивной мощности (для активной мощности 155).

Коэффициенты полинома СХН для начального и конечного приближений представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета коэффициентов полинома СХН

Номер приближения	a_0	a_1	a_2	σ_Q
0	-13,103	22,668	-8,628	0,138
66	52,048	-108,651	57,599	0,016

На рисунке 4, а), б) показаны значения мощностей в относительных единицах и соответствующие им статические характеристики, рассчитанные методом наименьших квадратов. На рисунке 4, а) – результаты первого приближения, б) – результаты 66-ой итерации.

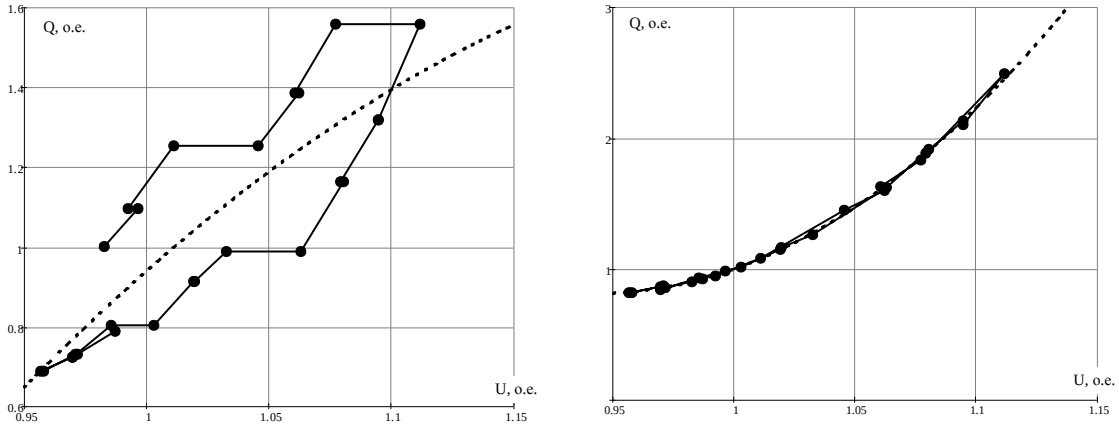


Рис. 4. СХН по реактивной мощности: а) – результаты первого приближения; б) – результаты наиболее точного приближения

По рисунку 4, а) видно, что форма СХН по реактивной мощности, полученная при достаточном количестве итераций достаточно точно повторяет полином второй степени. Результаты, полученные с помощью представленной методики, сравнивались с результатам, полученными после обработки измерений, полученных при проведении пассивного эксперимента. В исследуемом диапазоне изменения напряжения СХН практически совпали, что говорит о низкой степени погрешности определения коэффициентов полиномов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

2. Паздерин А.В., Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Чусовитин П.В., Юдин А.В. Определение статической характеристики крупных узлов нагрузки. // Научное обозрение. 2013. №7.

3. Хемминг Р.В. Численные методы для научных работников и инженеров. – М.: изд-во Наука, 1972. – 400с.

4. Гуревич Ю.Е и др. Устойчивость нагрузки электрических систем/ Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. М.: Энергоиздат, 1981. 208с.

5. Гуревич Ю.Е и др. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова. М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. 248с.

Научный руководитель: А.С. Тавлинцев, ассистент кафедры автоматизированных электрических систем УралЭНИН УрФУ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛАБОРАТОРИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ В РЕЖИМНОМ ТРЕНАЖЁРЕ ДИСПЕТЧЕРА

А.А.Россихин, Л.В.Толстихина
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования Сибирский Федеральный Университет Саяно-Шушенский Филиал

В XXI веке в образовательный процесс всё больше внедряются и используются современных информационные технологии, позволяющие расширить использование технических средств и образовательных методик, повышать качество подготовки кадров.

Внедрение в учебный процесс новых информационных технологий позволяет:

а) совершенствовать содержание, методы и организационные формы обучения;

б) упростить самостоятельное приобретение знаний студентами;

в) осуществлять информационно-учебную, экспериментально-исследовательскую деятельность;

г) упростить проведение лабораторных работ, а также увеличить их количество и разнообразие;

д) создавать и использовать тестирующие, диагностирующие и оценивающие компьютерные системы;

е) создать электронную библиотеку в качестве средства обучения.

В Саяно-Шушенском Филиале СФУ последние годы новые информационные технологии активно внедряются в образовательный процесс. В настоящее время уже используются программные комплексы RastrKZ и RastrWin, предназначенные для расчёта режимов электрических сетей. А также активно внедряется виртуальная обучающая среда Moodle.

В образовательном процессе по некоторым дисциплинам существует проблема нехватки практических навыков, которые получают студенты, например, при проведении лабораторных работ. Использование IT-технологий позволяет совершенствовать подготовку специалистов. Это возможно реализовать на базе режимного тренажёра диспетчера «Феникс». В режимном тренажёре возможно создание пакета лабораторных работ.

Комплекс программ режимного тренажера диспетчера энергосистемы "ФЕНИКС" предназначен для проведения противоаварийных тренировочных учений оперативного персонала диспетчерских пунктов объединений энергосистем, энергосистем и электрических сетей. Тренажёр реализован на локальной сети компьютеров и включает рабочее место инструктора (ведущего тренировку) и несколько рабочих мест обучаемых.

Данный программный комплекс обладает широким спектром возможностей. Расчет режима выполняется с использованием оригинального алгоритма расчетов длительной динамики в ЭЭС, что позволяет моделировать режимы с неноминальной частотой и напряжением, разделение ЭЭС на части и другие аварийные ситуации. В модели ЭЭС может задаваться работа системной и противоаварийной автоматики. До начала тренировки можно задать автоматически выполняемый сценарий тренировочного занятия (например, развитие аварийной ситуации). Модель диспетчерского пункта позволяет задействовать в тренировочном занятии средства отображения оперативной информации, используемые диспетчерами в обычном режиме работы. Это диспетчерские пульты, щиты, различные аварийные табло. Режимный тренажер предусматривает создание коммутационной схемы, включающей до 150 районов, объединяющих до 800 подстанций с 6000 системами шин, 2400 коммутационных аппаратов, 4500 линий электропередач и автотрансформаторов. В схеме может быть описано до 100 типов генераторов со своими характеристиками.

На базе данного программного комплекса предлагается реализовать пакет лабораторных работ по дисциплинам: электрические станции и подстанции,

электроэнергетические сети и системы, релейная защита и автоматика, безопасность жизнедеятельности, переходные процессы в электроэнергетических сетях, методы и средства научных исследований объектов электроэнергетики.

В рамках дисциплины «Электрические станции и подстанции» реализуется пакет лабораторных работ, например, по оперативным переключениям в главной схеме электрической станции:

1) вывод в ремонт силового трансформатора
2) вывод в ремонт выключателя
3) переключение потребителя на резервный источник питания
4) вывод в ремонт системы шин

В качестве примера смоделирована полуторная схема РУ электрической станции. Схема представлена на рисунке 1.

Для настройки тренажера конкретной энергосистемы требуется следующая информация: нормальная схема электрических соединений ЭЭС, схема замещения с параметрами элементов, максимальный и минимальный режим ЭЭС, характеристики генераторов, АРВ, данные по системной и противоаварийной автоматике.

Для описания моделируемой энергосистемы, режимов её работы, аварийных ситуаций используется система подготовки исходных данных, в которой описываются все элементы системы и их параметры. Также возможно моделирования сценариев поведения системы.

В графическом редакторе схем энергообьектов осуществляется создание графической модели, отображаемой обучаемому во время сеанса тренировки.

Для непосредственного управления имитационной моделью ЭЭС по ходу сеанса тренировки используется интерфейс инструктора. Инструктор руководит ходом тренировочного занятия и играет роль подчиненного оперативного персонала, исполняя команды диспетчеров путем воздействия на имитационную модель ЭЭС через свой интерфейс.

Модель энергосистемы в режимном тренажере представлена двумя уровнями: коммутационной моделью и режимной динамической моделью ЭЭС. Коммутационная модель ЭЭС включает коммутационную схему электрической части энергосистемы, алгоритм топологического анализа и формирования расчетной схемы замещения. Режимная модель ЭЭС выполняет расчет полного электрического режима с определением напряжений в узлах, частоты, перетоков активной и реактивной мощности по АТ и ЛЭП, загрузку блоков электростанций.

Для отображения оперативного состояния энергосистемы в процессе тренировки оперативного персонала и управления энергообьектами предназначен интерфейс диспетчера.

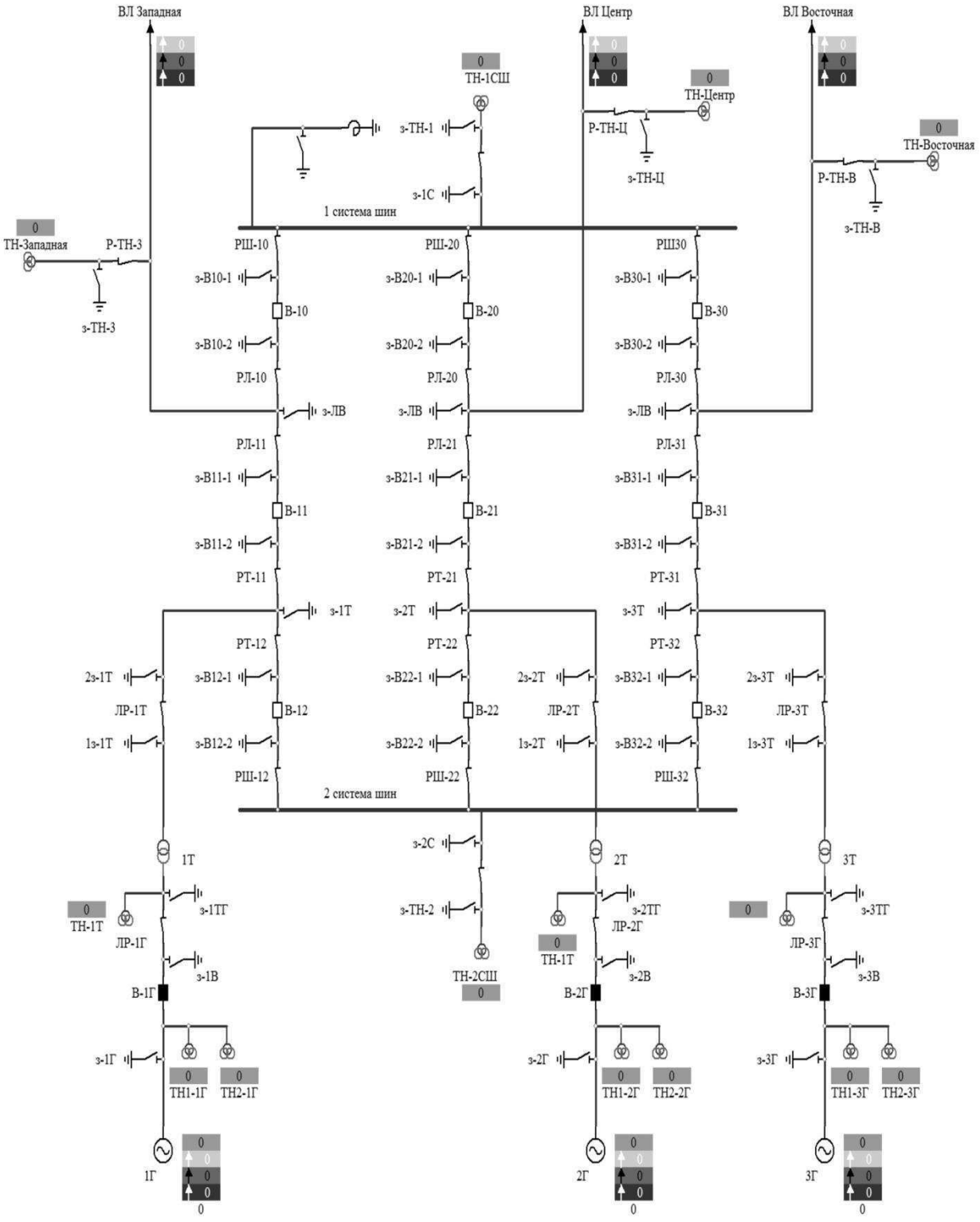


Рис. 1. Схема РУ электрической станции

В качестве примера приведём последовательность операций и действий персонала при выводе в ремонт трансформатора 1Т для приведённой полуторной схемы, представленной на рисунке 1, на основе [2]:

а) проверить допустимость отключения автотрансформатора 1Т по нагрузке и схеме РУ;

б) отключить выключатель обмотки высшего напряжения В-1Г трансформатора 1Т; убедиться в отсутствии тока нагрузки;

в) отключить выключатели В-11 и В-12, убедиться в отсутствии тока нагрузки;

г) вывесить на ключах управления выключателей плакаты «Не включать — работают люди»;

д) проверить на месте отключенное положение выключателя высшего напряжения В1-Г и отключить разъединитель со стороны высшего напряжения ЛР-1Г трансформатора 1Т; на приводах разъединителей повесить плакаты «Не включать — работают люди»;

е) проверить на месте, отключены ли выключатели В-11 и В-12;

ж) отключить разъединители РТ-11 и РТ-12 и проверить их отключенное положение;

з) отключить разъединитель ЛР-1Т и проверить его отключенное положение; на приводе разъединителя повесить плакат «Не включать — работают люди»;

и) убедиться в отсутствии напряжения на токоведущих частях и включить заземляющие ножи разъединителя ЛР-1Т в сторону трансформатора 1Т (1з-1Т) проверить их включенное положение;

к) снять плакаты «Не включать — работают люди» с ключа управления выключателя В-12;

л) включить выключатель В-12 и проверить его включенное положение на месте;

м) включить разъединитель РТ-12 и проверить его включенное положение;

н) проверить отключенное положение выключателя В-11, включить разъединитель РТ-11 и проверить его включенное положение;

о) снять плакат «Не включать — работают люди» с ключа управления и включить выключатель В-11; проверить ток нагрузки выключателей В-11 и В-12.

ВЫВОДЫ

1) Комплекс программ режимного тренажёра позволяет моделировать главные схемы электрических станций, схемы электрических сетей (ЭЭС) как реальных, так и виртуальных энергетических объектов.

2) Студентам в рамках лабораторных работ будет также предложена возможность самостоятельного моделирования простейших схем ЭЭС и сценариев их работы.

3) В настоящий момент в Саяно-Шушенском филиале СФУ ведутся работы по внедрению в образовательный процесс режимного тренажёра диспетчера, что позволит поднять уровень подготовки специалистов для компании ОАО «РусГидро» на качественно новый уровень.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Инструкция по производству оперативных переключений в электроустановках. - М.: Изд-во НЦ ЭН АС, 2004 г.
2. Тренажер диспетчера энергосистем Феникс, ЗАО «Монитор Электрик», 2004 г., том 1-5.

Научный руководитель: Л.В. Толстихина, к.т.н., доцент кафедры гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем и электрических сетей, Сибирский Федеральный Университет Саяно-Шушенский Филиал.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ РЕГУЛИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА БАЗЕ ТЕОРИИ ВЛОЖЕНИЯ

Т.Ф. Махмудов
Ташкентский государственный технический университет
имени А.Р. Беруни

Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) состоят из высокоэффективных синхронных генераторов, оснащенных высокотехнологичными регулирующими устройствами, в том числе различными быстродействующими автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ). Эффективность АРВ сильного действия объясняется тем, что они обеспечивают работу синхронного генератора далеко за пределами естественной устойчивости, повышают запасы устойчивости, подавляют колебания параметров режима и могут выполнять функции системных стабилизаторов и др. [1-4].

Значение АРВ в обеспечении устойчивости электрической системы, в том числе статической, повышается в связи с усложнением структуры ЭЭС, частыми возникновениями аварийных режимов, в условиях внедрения рыночных основ управление энергетикой.

Ниже показано применение технологии вложения систем, как эффективный метод исследования статической устойчивости электрической системы [2].

Технологией вложения систем названа универсальная совокупность методов и приемов решения большинства задач теории систем, основанная прежде всего на современных достижениях алгебры частных [5].

Технология вложения систем предполагает последовательное выполнение трех этапов [5-7].

На первом этапе формализуется общая структура исследуемой или синтезируемой системы. Это осуществляется приведением математических моделей всех подсистем к специальной конструкции – проматрице $\Omega(p)$ решаемой задачи.

На втором этапе формируется так называемое тождество вложения, которое устанавливает выборочную эквивалентность исследуемой системы и некоторой другой системы $\omega(p)$, обладающей известной или желаемой совокупностью свойств.

На третьем этапе осуществляется переход от тождества вложения к расчетным формулам. Возможны два варианта. Если образ представляет собой скалярную дробно-полиноминальную функцию

$$\omega(p) = f(p) = \frac{b(p)}{a(p)}, \qquad (1)$$

то используются специальные детерминированные тождества. Другой, более общий, вариант связан с образом в виде дробно-полиноминальной матрицы

$$\omega(p) = \frac{1}{a(p)}\left[b_{ij}(p)\right]_{m\times s}. \qquad (2)$$

Центральным этапом созданной технологии вложения систем является построение и использование так называемого тождества вложения, которое формально связывает проматрицу $\Omega(p)$ исследуемой системы, две матрицы вложения $\alpha(p)$ и $\beta(p)$, а также образ $\omega(p)$ этой системы [5-7].

Будем рассматривать систему, обобщенное уравнение которой имеет вид [5]:

$$\Omega(p)Y(p) = U(p), \qquad (3)$$

где $U(p) = \begin{vmatrix} x_0(p) \\ \delta(p) \\ u(p) \end{vmatrix}$ - обобщенный вход, а $Y(p) = \begin{vmatrix} x(p) \\ y(p) \\ u(p) \end{vmatrix}$ - обобщенный выход.

Считается [5-7], что система (3) произвольной сложности, представленная проматрицей Ω(p), вкладывается в скалярный образ (1) в том случае, если можно указать такие матрицы вложения α(p) и β(p), определяемые выражением $\beta(p)\Omega^{-1}(p)\alpha(p)=f(p).$

Соответствующий выбор элементов $\alpha_{ij}(p)$ и $\beta_{ij}(p)$ матриц вложения позволяет получать различные «конструкции» из передаточных функций системы.

Если для определителя проматрицы Ω(p) вложенной системы выполняется условие detΩ=a, то числитель скалярного образа (1) передаточной матрицы $F_y^u(p)=C(pI_n-A)^{-1}B$ от управляющего воздействия u(p) к выходу y(p), (для инерционной системы D=0), удовлетворяет равенству [5, 7]

$$\det(pI_n-A+B\bar{\alpha}\bar{\beta}C)-a(p)=b(p). \qquad (4)$$

Прагматический смысл формулы (4) состоит в том, что определяет способ нахождения отдельных передаточных функций системы без вычисления всей её передаточной матрицы. Если матрицам вложения $\bar{\alpha}\ u\ \bar{\beta}$ придать значения $\bar{\alpha}=\left|\underbrace{0\ \dots\ 0}_{j-1}\ 1\ 0\dots 0\right|^T$, $\bar{\beta}=\left|\underbrace{0\ \dots\ 0}_{i-1}\ 1\ 0\dots 0\right|$, т.е. ненулевыми элементами являются только единицы на i-м и j-м местах соответственно, то в соответствии с равенством (4) передаточная функция системы может быть вычислена по формуле

$$f_{ij}(p)=\frac{\det(pI_n-A+B\Delta_{ji}C)-\det(pI_n-A)}{\det(pI_n-A)}\ , \qquad (5)$$

где $\Delta_{ji}=\bar{\alpha}\bar{\beta}$ - неполная матрица размером s×m с единицей на (j, i)-м месте.

Воспользуемся числовым примером [2] простой электрической системы (рисунок 1), связанным с конкретными характеристиками и режимами работы синхронного генератора ТГВ-200-2УМ3, снабженным АРВ сильного действия, следящим за отклонениями напряжения и угла между э.д.с генератора и напряжением приёмной системы, а также первой производной по углу $\frac{d\delta}{dt}$.

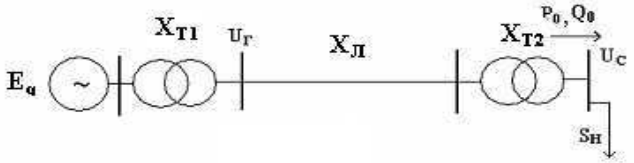


Рис. 1. Схема простой эквивалентной электрической системы

Линеаризованные уравнения простейшей ЭЭС при наличии на синхронном генераторе автоматических регуляторов возбуждения пропорционального или сильного действия заимствованы из [2].

Расчеты будем проводить для передаточной матрицы $F_x^u(p)$ от входа к состоянию при исходных параметрах: $\delta_0=30^0$, $U_c=1$, $P_d=3$ о.е., $x_d=2$, $x'_d=0.34$, $x_c=0.2$, $x_{d\Sigma}=2.2$, $x'_{d\Sigma}=0.54$, $T_j=8$с, $T_{d0}=6.45$с и при следующих настроечных параметров системы АРВ - $k_{0u}=50$; $k_{0\delta}=5$; $k_{1\delta}=1$,

где k_{0u}, $k_{0\delta}$, $k_{1\delta}$ – соответствующие коэффициенты усиления АРВ по каналам напряжения и угла.

Будем проводить расчет при упрощённом учёте АРВ (без учёта постоянных времени), а именно $T_e=T_y=T_и=0$. Тогда система уравнений ЭЭС приводится к виду [2]:

$$T_j(d^2\Delta\delta/dt) = -P_d(d\Delta\delta/dt) - \Delta P, \quad (6)$$

$$T_{do}(\Delta E'_q/dt) = \Delta E_{qe} - \Delta E_q. \quad (7)$$

Отклонение э.д.с. представим в виде:

$$\Delta E_q = k_{0\delta}\Delta\delta + k_{1\delta}\frac{d(\Delta\delta)}{dt} + k_{0u}\Delta U_\Gamma. \quad (8)$$

Дифференциальное уравнение (7) можно переписать в виде [6]

$$T'_d(\Delta E_q/dt) = \Delta E_{qe} - \Delta E_q, \quad (9)$$

где T'_d – постоянная времени обмотки возбуждения синхронного генератора при короткозамкнутой обмотке статора.

Введем следующие обозначения

$\Delta\delta = x_1$; $\frac{d\Delta\delta}{dt} = x_2$; $\Delta E_q = x_3$.

С учётом внесённых обозначений и с учетом (8) и (9) уравнения (7) и (8) имеют вид:

$$\frac{dx_1}{dt} = x_2,$$

$$\frac{dx_2}{dt} = -k_1x1 - k_2x2 - k_3\Delta U_\Gamma), \quad (10)$$

$$\frac{dx3}{dt} = -k_4x_3 + k_4\Delta E_{qe},$$

где $k_1 = \frac{1}{T_j}(c_1 + b_1k_{0\delta})$, $k_2 = \frac{1}{T_j}(P_d + b_1k_{1\delta})$, $k_3 = \frac{1}{T_j}b_1k_{0u}$, $k_4 = \frac{1}{T'_d}$.

С учётом регуляризующего уравнения получим:

$\dot{x} = Ax + Bu$,

$$y = Cx, \quad (11)$$

$$u = u,$$

где

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -k_1 & -k_2 & 0 \\ 0 & 0 & -k_4 \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ -k3 & 0 \\ 0 & k4 \end{bmatrix}, \quad C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix}, \quad y = \Delta E_q = \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \frac{d(\Delta\delta)}{dt} \\ \Delta E_q \end{bmatrix}, \quad u = \begin{bmatrix} \Delta U_\Gamma \\ \Delta E_q \end{bmatrix}.$$

Проматрица исследуемой электрической системы имеет вид:

$$\Omega(p) = \begin{vmatrix} pI_3 - A & 0 & -B \\ -C & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}, \quad (12)$$

а репроматрица соответственно:

$$\Omega^{-1}(p)=\begin{vmatrix} (pI_3-A)^{-1} & 0 & (pI_3-A)^{-1}B \\ C(pI_3-A)^{-1} & 1 & C(pI_3-A)^{-1}B \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}. \qquad (13)$$

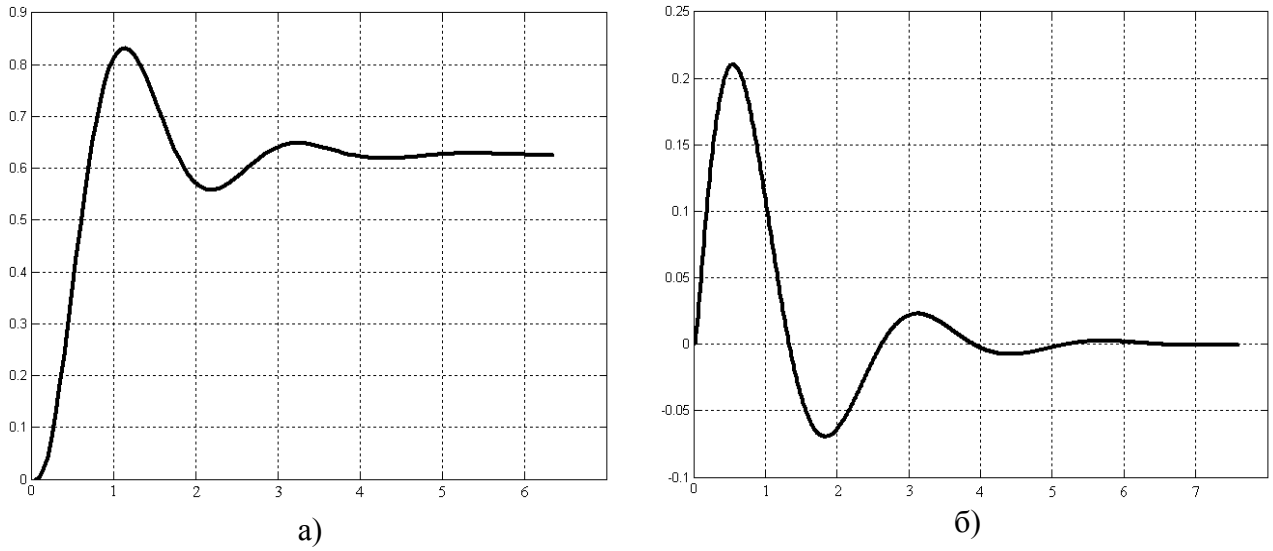
На основе полученных формул проведем расчетный анализ матричных передаточных функций исследуемой системы. Воспользуемся уравнением (5) для определения элемента матричной передаточной функции.

В качестве примера рассмотрим случай, когда матрицы вложения равны $\alpha=[1\ 0]^T$ и $\beta=[1\ 0\ 0]$, тогда производя вычисления по формуле (5) получаем:

$$f_{ij}(p)=\frac{-1.4203p-8.355}{p^3+6.2289p^2+2.3102p+1.5965}. \qquad (14)$$

Здесь система имеет полюса: -5.8824, -0.1733 ± 0.4913i и нуль -5.8838.

Переходная и импульсная характеристики исследуемой системы приведены на рисунке 2.



а) б)

Рис. 2. Переходная (а) и импульсная (б) характеристики простой электрической системы

АРВ существенно влияет на динамические характеристики исследуемой системы, переходной процесс носит затухающий характер. Анализ показывает, что регулирование тока возбуждения по производной угла нагрузки весьма эффективно и может обеспечить желаемый переходный процесс [5].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Таким образом, технология вложения систем позволяет исследовать малые колебания линейной стационарной динамической системы, каковыми являются ЭЭС. Полученные результаты полностью согласуются с известными результатами, определенных на основе классических методов [1].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1985. 536 с.

2.Аллаев К.Р., Мирзабаев А.М., Махмудов Т.Ф. Применение технологии вложения систем для исследования малых колебаний в регулируемой электрической системе // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. 2014. № 1-2. С. 10-23.

3. Аллаев К.Р., Мирзабаев А.М. Малые колебания электрических систем. Т.: «Fanvatexnologiya», 2011. 316 с.

4. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. М.: Энергия, 1979. 456 с.
5. Буков В.Н. Вложение систем. Аналитический подход к анализу и синтезу матричных систем. Калуга: Издательство Н.Ф. Бочкаревой, 2006. 720 с.
6. Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Алгебраические и матричные методы в теории линейных MIMO-систем // Вестник ИГЭУ. 2005. № 5. С.187-242.
7. Асанов А.З. Технология вложения систем и её приложения. Уфа: УГАТУ, 2007. 227 с.

Научный руководитель: К.Р. Аллаев, д.т.н., профессор, преподаватель кафедры «Электрические станции сети и системы» ТашГТУ.

ПРИМЕНЕНИЕ СУХИХ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕГРУЗОК ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

И.С. Супрунов
Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС»
«ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ»

Технический прогресс в различных отраслях экономики Российской Федерации приводит к росту электрических нагрузок и электропотребления. Для удовлетворения возрастающего спроса на электроэнергию требуется сооружение и ввод в работу новых генерирующих мощностей. Чтобы обеспечить потребителей электроэнергией в стесненных условиях городской застройки применяются современные конструкционные решения наряду с существующими устаревшими сетями. К таким решениям относится сооружение кабельных линий или применение проводов ВЛ с малым электрическим сопротивлением. Данные конструкторские решения приводят к увеличению неоднородности и существенному усложнению электрических сетей.

Создание неоднородной сложнозамкнутой сети приводит к неравномерной загрузке электросетевых элементов, обладающих разным сопротивлением. Такие ситуации возникают, при параллельном включении протяженных ЛЭП и кабельных линий или протяженных воздушных линий и коротких воздушных линий со значительно меньшим сопротивлением. При увеличении мощности, передаваемой по сети, перегрузка элементов с меньшим сопротивлением наступит раньше, чем элементов с большим сопротивлением, что приведет к занижению пропускной способности. При этом элементы, обладающие меньшим эквивалентным сопротивлением, загружены сильнее, чем элементы с более высоким сопротивлением.

Мероприятия по устранению узких мест можно разделить на долгосрочные, среднесрочные и оперативные. В зависимости от мероприятия, оно решает либо текущие проблемы, но, как правило, только временно (оперативные мероприятия), либо обеспечивают глобальное решение, но имеют длительный срок реализации, и требуют больших капитальных вложений (среднесрочные и долгосрочные мероприятия). Для выбора мероприятия необходимо провести комплексный технический анализ, включающий определение преимуществ каждого мероприятия с точки зрения улучшения управляемости режимов, повышения пропускной способности, улучшения и стабилизации параметров режима и экономический анализ [1].

Перегрузка ЛЭП требует разработки комплексных мероприятий, направленных на замену провода (кабеля) на проводник с большей пропускной способностью, а также замену оборудования примыкающих станций и подстанций на оборудование, обеспечивающее большую пропускную способность. Такое мероприятие сопряжено с большими

экономическими затратами. Альтернативным мероприятием может быть перераспределение потока мощности между линиями электропередач за счет изменения эквивалентного сопротивления ЛЭП с помощью применения различных устройств. К таким устройствам относятся: устройство продольной компенсации (УПК), управляемое устройство продольной компенсации (УУПК), позволяющие уменьшить эквивалентное сопротивление ЛЭП. Наряду с устройствами уменьшающими эквивалентное сопротивление ЛЭП могут быть применены устройства увеличивающие эквивалентное сопротивление за счет последовательного включения в цепь реактивно-индуктивного сопротивления – реактора.

В настоящее время реакторы с естественным или принудительным воздушным охлаждением применяются для ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях и сохранения определенного уровня напряжения в электроустановках в случае короткого замыкания в энергосистемах. Внешний вид одной фазы токоограничивающего реактора на напряжение 110 кВ представлен на рисунке 1.

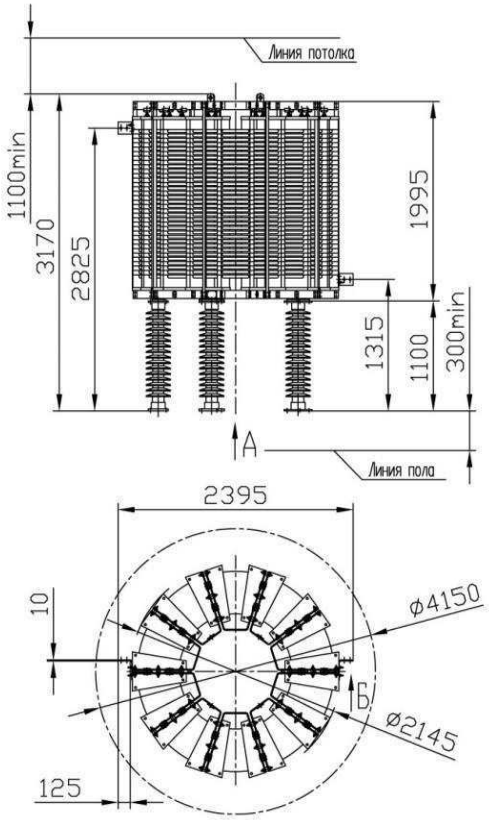


Рис. 1. Внешний вид и установочные размеры токоограничивающего реактора типа РТОС на номинальное напряжение 110 кВ

Применение реакторов дает возможность ограничить ток короткого замыкания и обеспечить термическую стойкость отходящих кабелей. Благодаря реактору все неповрежденные линии находятся под напряжением, близким к номинальному (реактор поддерживает напряжение на сборных шинах), что повышает надежность работы электроустановок и облегчает условия работы электрооборудования.

Установка токоограничивающих реакторовприводит к перераспределению активной мощности за счет увеличения эквивалентного сопротивления электросетевого элемента. Необходимое распределение мощности может быть достигнуто правильным выбором параметров токоограничивающих реакторов.

Необходимо отметить, что применение токоограничивающих реакторов в качестве устройства изменения перетока мощности эффективно в случае неоднородной электрической сети. Данная ситуация характерна для городской застройки, когда необходимо обеспечить электроснабжение вновь подключаемых потребителей электроэнергии.

Практическое применение указанного тезиса было рассмотрено специалистами ОАО «НТЦ ЕЭС» в ходе выполнения работы по реализации схемы выдачи мощности ПГУ-223 МВт, строящейся на промышленной площадке ТЭЦ-1 – производственного подразделения филиала ОАО «Квадра» – «Воронежская региональная генерация»[2].

Описание существующей схемы

Воронежская ТЭЦ-1 является одним из основных источников тепловой и электрической энергии города Воронеж. Станция располагается в черте г. Воронеж на берегу Воронежского водохранилища. Существующая мощность Воронежской ТЭЦ-1 составляет 138 МВт.

Выдача мощности Воронежской ТЭЦ-1 осуществляется в распределительную сеть 6 и 35 кВ и в системообразующую сложнозамкнутую сеть 110 кВ по 6 линиям электропередачи, которые частично выполнены в виде воздушных переходов над Воронежским водохранилищем.

В соответствии со «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2014-2020 гг.» на Воронежской ТЭЦ-1 в 2015 году планируется увеличение установленной мощности станции на 55 МВт.

Увеличение установленной мощности станции без изменения существующей схемы выдачи мощности приводит к токовым перегрузкам отходящих от станции ВЛ в наиболее тяжелых послеаварийных режимах в ремонтных схемах[4,5].

Традиционное мероприятие

В качестве традиционного мероприятия по ликвидации узкого места рекомендуется замена перегружаемого оборудования – провода линий электропередач и станционного оборудования. При этом замена провода также связана с заменой опор и сооружением больших переходов над Воронежским водохранилищем. Капитальные затраты на замену провода на участках ВЛ 110 кВ №23, №24 с учетом реконструкции прилегающей сети составляет 66,796 млн. руб.

Установкареакторов в линии

В качестве альтернативного мероприятия была предложена установка сухих токоограничивающих реакторов в цепи 4 из 6 линий, отходящих от Воронежской ТЭЦ-1: в две линии с сопротивлением по 4,5 Ом соответственно и в две линии по 3,5 Ом соответственно.

Установка реакторов в цепи линий со стороны Воронежской ТЭЦ-1 увеличит индуктивные сопротивления данных линий и позволит перераспределить потоки мощности от Воронежской ТЭЦ-1, как в нормальных, так и в ремонтных схемах.

Эффективность применения токоограничивающих реакторов в качестве устройства, обеспечивающего необходимое распределение мощности в элементах электрической за счет изменения их эквивалентного сопротивления, показана на рисунке 2 и в таблице 1.

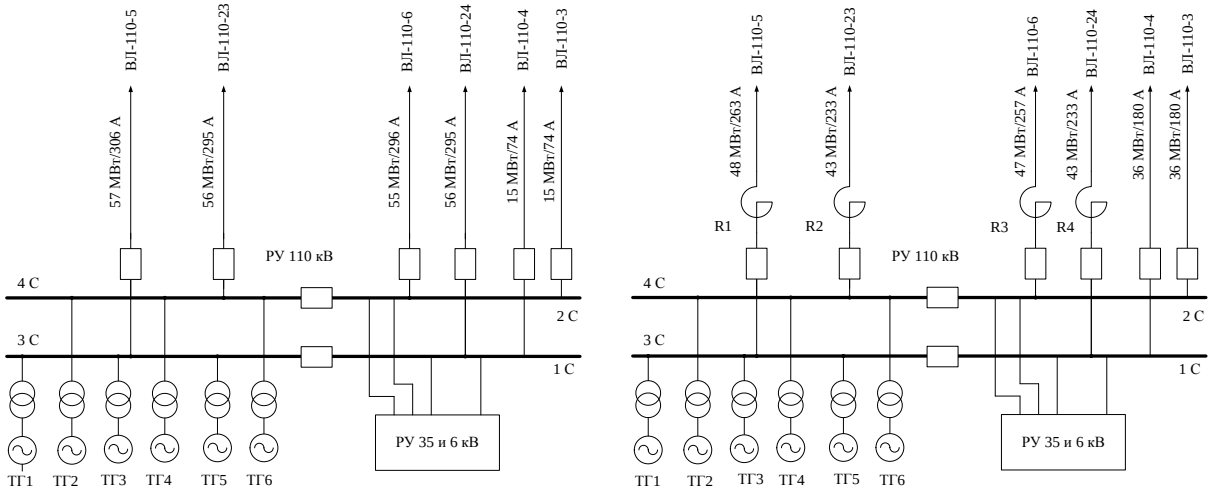


Рис. 2. Потокораспределение мощности по ВЛ 110 кВ, отходящих от станции, без учета установки токоограничивающих реакторов (а) и с учетом их установки (б)

Таблица 1. Величина загрузки линий, отходящих от станции, в нормальной схеме и в наиболее тяжелых послеаварийных режимах на перспективном этапе 2020 года в режиме летних максимальных нагрузок с учетом и без учета установки ТОРов на Воронежской ТЭЦ1

Электросетевой элемент	Схема электрической сети			
	Без учета установки ТОРов		С учетом установки ТОРов в ВЛ 110-5,6 и ВЛ 110-23,24	
	Нормальная	Ремонтная	Нормальная	Ремонтная
ВЛ 110 кВ №3, №4	9	20	26	56
ВЛ 110 кВ №5, №6	57	93	48	71
ВЛ 110 кВ №23, №24	62	113	49	76

Из таблицы 1 видно, что установка токоограничивающих реакторов позволяет перераспределить мощность в сечении станции и обеспечить равномерную загрузку отходящих от станции линий электропередач.

Данное техническое решение позволяет отказаться от замены проводов и опор ВЛ 110 кВ, отходящих от Воронежской ТЭЦ-1, и обеспечить отсутствие токовых перегрузок электросетевого оборудования в нормальных и ремонтных схемах для всех нормативных возмущений на этапах 2015-2020 года.

Капитальные затраты на установку реакторов составляет 15,847 млн. руб. Таким образом выбор варианта с установкой реакторов позволит более чем в четыре раза снизить капитальные вложения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установка токоограничивающих реакторов для перераспределения перетоков мощности эффективна только в случае неоднородной электрической сети.

Сопоставительные расчеты показали, что установка токоограничивающих реакторов в линии электропередачи, отходящие от Воронежской ТЭЦ-1 позволит перераспределить поток мощности в сечении станции и тем самым ликвидировать перегрузки электросетевого оборудования.

Расчет капитальных вложений показал экономическую эффективность установки токоограничивающих реакторов по сравнению с заменой перегружаемого оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Зеленохат Н. И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения: практическое пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 192 с.: ил.
2. Разработка схемы выдачи электрической мощности в рамках реализации проекта «Реконструкция Воронежской ТЭЦ-1 филиала ОАО «КВАДРА» - Воронежская Региональная Генерация. Строительство ПГУ 223 МВТ», 2013. – 206 стр. Прил.
3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 год.
4. Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2014. – 21 с.
5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, 2006. – М.: ФГУП НТЦ «Промышленная безопасность»

Научный руководитель: К. А. Никишин, к.т.н., Заместитель директора по науке и технологиям - Начальник отдела развития электроэнергетических систем, Филиал ОАО "НТЦ ЕЭС" "Технологии автоматического управления".

ФОРМИРОВАНИЕ ЭКВИВАЛЕНЫХ СХЕМ РЕШЕНИЯ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И РАСЧЕТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ЧАСТЯМ

П.Л.Воронов
Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова

1.Построение эквивалентных схем

Тензорно-топологический метод Г. Крона [1] обладает замечательным свойством, суть которого состоит в создании библиотек или «массового производства» решений. Речь идет о том, что решения, найденные для отдельных подсистем или их фрагментов в численной или структурной форме, могут запасаться впрок и использоваться затем при определении решений более сложных электроэнергетических систем, которые эти фрагменты и подсистемы в себе содержат. При этом не требуется составлять и решать уравнения для данной сложной системы. Ее решение формируется из решений фрагментов по правилам преобразования тензоров, представляющих параметры электрических систем.

Отмеченное свойство метода диакоптики не имеет места для других известных методов расчета электрических систем. Например, расчеты разветвленных электрических сетей по частям часто ассоциируются с тривиальным анализом электрических цепей или методом контурных токов или методом узловых напряжений. Однако на самом деле это совершенно разные подходы к решению цепей, имеющие принципиальные отличия. Нельзя найти общее решение цепи из частных решений только узловым или только контурным методами.

Метод диакоптики вытекает из теории ортогональной цепи [1,2]. В нем используется гораздо больше информации, нежели в названных методах, вместе взятых. Поэтому неправильным будет утверждение, что диакоптика – тривиальное сложение этих двух методов. Он в явной или в завуалированной форме включает этап, связанный с построением дополнительной цепи – цепи пересечений. Когда в расчете по частям используется метод замкнутых путей токов (контурных токов), то дополнительная сеть пересечений, появляющаяся в процессе объединения решений отдельных частей, представляет собой узловую цепь. И наоборот, если применяется метод открытых путей токов (узловой метод), то цепь пересечений является контурной.

Воспользуемся идеей Крона и его методом расчета сложной сети по частям для получения эквивалентных схем решения.

Все преобразования проиллюстрируем на конкретном примере электрической сети, показанной на рис.1. Она состоит из связанных друг с другом трех одинаковых фрагментов, каждый из которых топологически идентичен представленному на рис.1 графу. Будем считать, что данная разветвленная сеть электрически возбуждена. К ряду ее узлов приложены задающие токи. Значения этих токов пусть определяются матрицей, записанной здесь в виде строки, т.е.

$$[J_в] = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 \\ \hline 1 & 1 & -1 & 1 & -1 & 0 & 1 & 0 & 1 & -1 & 0 & -2 \\ \hline \end{array}. \qquad (1)$$

Верхняя строка ее перечисляет номера узлов сети, а в нижней строке представлены числовые значения приложенных к узлам токов (в амперах). ЭДС, включенные в некоторые ветви сети, задаются строчной матрицей. Первая строка ее нумерует ветви, а вторая - представляет численные значения ЭДС (в вольтах)

$$[E_в] = \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline в1 & в2 & ... & в5 & ... & ... & в10 & ... & ... & в15 & ... & в22 \\ \hline 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ \hline \end{array}. \qquad (2)$$

Фрагменты сети соединены друг с другом линиями связи: *в*19, *в* 20, *в* 21, *в* 22. Сопротивления ветвей и линий связи примем равными 1 Ом.

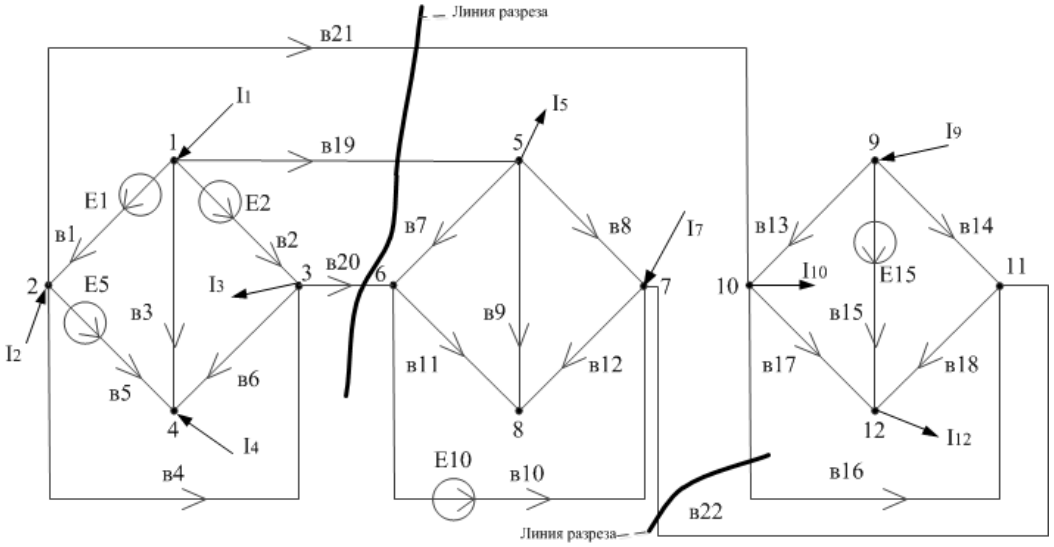


Рис. 1. Исследуемая разветвленная сеть

Расчленим исходную сеть на три части линиями разреза (рис.1). Разрезанные ветви связи (*в*19, *в* 20, *в* 21, *в* 22) представим отдельно, получив тем самым три изолированных фрагмента и четыре отдельные ветви.

Задача заключается в том, чтобы осуществить замену фрагментов некоторыми эквивалентными подсхемами замещения, которые бы содержали полную информацию о фрагментах со стороны разрезанных ветвей. Отвлекаясь пока от электрических параметров источников возбуждения сети, найдем топологические модели или эквивалентные подсхемы фрагментов, а также уравнения решения для этих моделей, сохраняя в эквивалентных подсхемах число и нумерацию узлов соответствующих фрагментов. Они представляют собой трехлучевые цепи типа «звезды», показанные на рис.2.

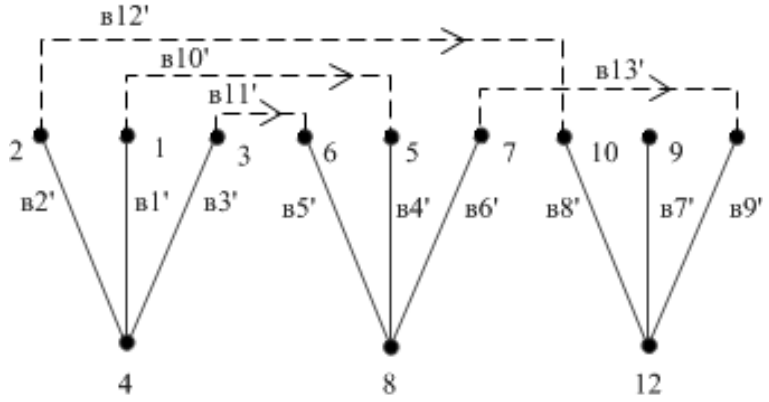


Рис. 2. Топологическая модель разветвленной сети

Проводимости лучей являются узловыми матрицами. Пунктирными линиями на рис.2 показаны линии связи (разрезанные ветви). Они понадобятся позже при определении матрицы решения исследуемой сети. Обратим особое внимание на новую перенумерацию ветвей эквивалентной схемы (в$1^{/}$, …, в$13^{/}$). Модель, полученную путем сохранения числа узлов исходной сети, можно назвать электрическим эквивалентом ее, если узловая матрица каждого m–го фрагмента исходной сети равна соответствующей узловой матрице эквивалентной подсхемы т. е.

$$[Y_y]_{m\Phi} = [Y_y]_{m\Theta} \quad (3)$$

Важно еще раз подчеркнуть, что схема (рис.2) является эквивалентной к исходной сети лишь относительно узловых токов, но не относительно источников ЭДС ветвей.

Используя формулы и соответствующие матрицы преобразования, находим матрицы $[Y_y]_{1\Theta} = [Y_y]_{2\Theta} = [Y_y]_{3\Theta}$и матрицы решений или узловых сопротивлений $[Z_{y1}]_{\Theta} = [Z_y]_{2\Theta} = [Z_y]_{3\Theta} = [Y_y]^{-1}_{1\Theta}$.

Следовательно, матрица $[Z_y]_{\Theta}$решений или сопротивлений эквивалентной схемы с учетом сопротивлений разрезанных ветвей будет:

в	в$1^{/}$	в$2^{/}$	в$3^{/}$	в$4^{/}$	в$5^{/}$	в$6^{/}$	в$7^{/}$	в$8^{/}$	в$9^{/}$	в$10^{/}$	в$11^{/}$	в$12^{/}$	в$13^{/}$
в$1^{/}$	0,5	0,25	0,25										
в$2^{/}$	0,25	0,5	0,25										
в$3^{/}$	0,25	0,25	0,5										
в$4^{/}$				0,5	0,25	0,25							
в$5^{/}$				0,25	0,5	0,25							
в$6^{/}$				0,25	0,25	0,5							
в$7^{/}$							0,5	0,25	0,25				
в$8^{/}$							0,25	0,5	0,25				
в$9^{/}$							0,25	0,25	0,5				
в$10^{/}$										1			
в$11^{/}$											1		
в$12^{/}$												1	
в$13^{/}$													1

(4)

Вычислением матрицы (4) завершается построение эквивалентной модели разветвленной сети (рис.1). Модель представляет собой узловую схему с задающими токами.

Для нашего примера она состоит из13 ветвей и 12 узлов, включая и ветви соединения (связей). Ее можно использовать для анализа исходной сети с теми же 12 узлами и 22 ветвями. В эквивалентной цепи всего 2 замкнутых контура, в то время как в исходной сети их 11. Следовательно, очень удобно провести решение эквивалентной схемы в дальнейшем контурным методом.

2. Особенности расчета эквивалентных схем

При анализе эквивалентных моделей необходимо учитывать следующие обстоятельства. Матрица соединений (узел – ветвь)$[A]_{\Theta}$каждой подсхемы (рис. 1) является единичной матрицей, поскольку с каждым узлом в эквивалентной модели связана лишь одна

единственная ветвь. Из этого условия следует, что $[Y_в]_Э = [Y_y]_Э = [Y_y]_ф$**.** В общем случае матрица [A]связывает напряжения узлов $[U_y]$и напряжения на зажимах ветвей $[U_в]$ **,** причем всегда справедливо уравнение

$$[A]\,[Z_в]^{-1}([U_в] + [E_в]) = 0.$$

Из него вытекает соотношение

$$[Y_y]\,[U_y] = -\,[A]\,[Z_в]^{-1}[E_в].$$

Отсюда следует, что левая часть последнего уравнения зависит не только от ЭДС ветвей, но и от сопротивлений ветвей. Коль скоро эквивалентные модели для фрагментов исходной сети построены с соблюдением равенства узловых токов сети и модели, то это условие можно записать в форме выражения

$$[J_y]_с - [A]_с\,[Z_в]_с^{-1}[E_в]_с = [J_y]_э. \qquad (5)$$

При данном условии ЭДС в ветвях модели $[E_в]_э = 0$ и, следовательно, имеем

$$[Y_y]_э\,[U_y]_э = [J_y]_э. \qquad (6)$$

Чтобы решить уравнение (6), надо сначала определить матрицу узловых токов $[J_y]_э$из выражения (5). Обратим внимание на то, что в выражении (5) фигурируют узловые токи лишь 11 узлов, поскольку из матрицы инциденций исключена строка, относящаяся к 12 узлу исходной схемы. Кроме этого обратная матрица сопротивлений ветвей единичная, так как значения всех сопротивлений заданы равными 1 Ом.

Определив $[J_y]_э$**,** а также учитывая равенство $[Y_y]_э = [Y_y]_с$**,** нетрудно найти узловые напряжения $[U_y]_э = [U_y]_с$ эквивалентных моделей и исследуемой сети. Наиболее просто это сделать, как уже отмечалось, методом контурных токов. Если в этом выражении учесть, что **[**B]$_э$ $[E_в]_э = 0$, то можно записать

$$[I_к] = -([B]_э\,[Z_в]_э\,[B]_{tэ})^{-1}\,[B]_э\,[Z_в]_э\,[J_в]_э). \qquad (7)$$

В уравнении (7) все параметры и матрицы соединения **[**B]$_э$и $[A]_э$относятся к схеме, приведенной на рис. 2 с учетом подключенных линий связи, а также известного соотношения между токами $[A]_э\,[J_в]_э = [J_y]_э$.

Для рассматриваемого примера получаем:

$J_с$
1
1
−1
1
−1
0
1
0
1
−1
0

$-$

y	в1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	в22
1	1	1	1																1			
2	−1			1	1															1		
3		−1		−1		1																
4			−1		−1	−1																
5							1	1	1										−1			
6							−1			1	1											1
7								−1		−1		1										1
8									−1		−1	−1										
9													1	1	1							
10													−1		1	1					−1	
11														−1		−1		1				−1

$\times$

$\times$

	в1	в2	…	в5	…	в10	…	в15	…	…	в22
в1	1										
в2		1									
…			1								
в5				1							
…					1						
в10						1					
…							1				
в15								1			
…									1		
…										1	
в22											1

$\times$

$E_в$
1
1
0
1
0
1
0
1
0
0
0

$=$

$J_Э$
−1
1
0
2
−1
−1
2
0
0
−1
0

.(8)

Таким образом, после вычисления контурных токов могут быть найдены все узловые напряжения и остальные параметры режима исследуемой сети.

В заключение подчеркнем, что эквивалентирование исследуемой сети можно было бы провести и дуальным методом, строя эквивалентные схемы контурного типа, т. е. предполагая, что матрица контурных сопротивлений фрагмента оригинала равна матрице ветвей подсхемы эквивалента. При этом исходными уравнениями были бы уравнения, составленные методом контурных токов, а результирующая эквивалентная схема рассчитывалась бы узловым методом. Однако в практике расчетов сложных электроэнергетических систем предпочтение отдается методу узловых напряжений, которому соответствует прямой метод эквивалентирования, рассмотренный в данном докладе.

ВЫВОДЫ

1. Применение тензорного метода и диакоптики позволяет осуществлять эквивалентирование разветвленных электроэнергетических систем и находить их эквиваленты с помощью несингулярных матриц преобразования.

2. Использование этих эквивалентов дает возможность определять методом преобразования координат объединенные решения систем в целом.

3. Эквивалентирование энергосистем на основе инвариантности мощности при преобразованиях позволяет получать точные эквиваленты подсистем, их решения с минимумом затрат времени счета и объема памяти ЭВМ, а также создавать библиотеку эквивалентов, которые могут применяться в дальнейших исследованиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Крон Г. Исследование сложных систем по частям – диакоптика. М. Наука, 1978, с. 544.

2. Воронов П.Л. Использование Уравнений ортогональных цепей к моделированию энергосистем в реальном времени. / Научные труды IV международной научно-технической конференции «Энергетика глазами молодежи». Новочеркасск. 2013. т.1, с 87-90.

Научный руководитель: В.А. Щедрин, к.т.н., профессор кафедры электроснабжения имени А.А. Федорова Чувашского госуниверситета.

ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ FACTS УСТРОЙСТВ

М.С. Балабанов, Е.М. Баранова
ООО «Международная Энергосберегающая Корпорация»

Важнейшим аспектом внешней энергетической политики России является увеличение объемов передачи электроэнергии по сетям Единой энергетической системы (ЕЭС), а также ее крупномасштабный экспорт. Объема свободных генерирующих мощностей и мощностей простаивающих линий электропередачи для первого этапа решения задачи достаточно, но в силу своего географического положения ЕЭС России не имеет прямых электрических связей с энергосистемами стран Запада (кроме вставки постоянного тока в Выборге) и вытеснена из рынка электроэнергии в Европе [1]. Поэтому, перспективным направлением, нуждающимся в проработке, является проектирование энергетических мостов, которые связали бы между собой как автономные части ЕЭС России, так и электрические сети нашей страны с электрическими сетями западных стран (внешние связи). Непрерывность процесса генерации, передачи, распределения и потребления электроэнергии обуславливает необходимость автоматизации электросетевой составляющей электроэнергетической системы. Основным средством реализации этой задачи являются устройства и технологии,

носящие наименование FACTS (Flexible Alternativ Current Transmission Systems – Гибкие системы передачи электроэнергии переменным током). Согласно плану инновационной и научно-технической политики в энергетике России [1], создание высокоинтеллектуальных сетей (Smart Grid) при одновременном развитии FACTS устройств – одна из главных задач развития энергосистемы РФ.

Формирование электрических сетей нового поколения неразрывно связано с моделированием внедряемых устройств в специализированных программных комплексах. Каждая расчетная схема, создаваемая при моделировании, имеет отличия от реальности.

Достоверность информации, используемой при проектировании, является одним из ключевых факторов проведения корректного моделирования. Поэтому при расчетах необходимо учитывать наличие погрешностей, вносимых как измерительными инструментами, так и методами расчетов. Причиной отклонений результатов расчетов служат погрешности:

- регистраторов качества электроэнергии (АКЭ);
- измерительных комплексов (ИК);
- программных комплексов по моделированию электрических сетей.

Регистраторы качества электроэнергии

Наиболее точными приборами измерения качества электроэнергии являются АКЭ класса А. Данный класс выбирается при необходимости проведения точных измерений, таких как: проверка соответствия стандартам, выполнение условий договоров и т. п. [2]

Наименьшая неустранимая погрешность измерений АКЭ класса А составляет ±0,05%, а максимальная может достигать ±0,5%, не считая погрешности измерительных клещей. Но величина заявленной погрешности не ограничивается этим значением. Причиной этому может служить различие способов вычисления расчетных данных, и различие в процессе преобразования данных измерений. Более подробно остановимся на различии способа расчета коэффициента гармонических искажений, или как принято его называть TotalHarmonicDistortion (THD). Современные АКЭ используют для его определения в основном две формулы [3-5]:

$$\mathrm{THD_{RMS}} = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{h_{max}} Y_h^2}{\sum_{h=1}^{h_{max}} Y_h^2}} \qquad (1)$$

$$\mathrm{THD}_Y = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} \left(\frac{Y_h}{Y_1}\right)^2} \qquad (2)$$

где Y – при необходимости заменяют символом I для тока и символом U для напряжения.

Так, для определения THD в ГОСТ 30804.4.7-2013 прописана формула (2), в которой идет оценка гармонических составляющих относительно фундаментальной составляющей. Формула (1), согласно исследованиям ученых AGH Научно-технического университета [6], дает заниженное значение коэффициента и, как следствие ошибочную оценку реальной ситуации в точке замеров. Так, согласно формуле (1) коэффициент искажения не может превышать пределов 0-100%, тогда как формула (2) дает нам ясно понять, что пределы THD не ограничены значением 100%. Получается, при низких значениях фундаментальной составляющей тока, имеется большой разброс результатов вычисления различных приборов. Так, разброс результатов вычисления коэффициента искажения согласно опытным данным [6] находился в пределах ±2,16% от среднего значения, но исследования, которые провел специалист DoronShmilovitz, показывают, что этот разброс может достигать значений почти в 100%.

Нагрузка крупных промышленных предприятий отличается наличием нелинейных элементов, высших гармонических составляющих, выходящих зачастую за установленные нормы (ГОСТ Р 54149-2010) и наносящих вред другому оборудованию, работающему на предприятии. Коэффициент мощности таких нагрузок определяется на основе коэффициента гармоник:

$$DPF = \frac{1}{\sqrt{1+THD^2}} \quad (3)$$

Тогда, для значений THD, которые указал в качестве примера DoronShmilovitz [7], получим различие DPF от 10% до 200% [7, 8]. Ошибка вычисления коэффициента искажения сама, как таковая, не вносит дополнительных погрешностей. Но она может оказать влияние на уже заложенную методическую погрешность при создании модели.

Как видно из вышеуказанного, при энергообследовании необходимо использовать приборы анализа качества электроэнергии, вычисляющие THD по формуле (2), что сократит общую величину погрешности. Формула (1) в свою очередь, пришла из области звуковых сигналов [9], где THD_{RMS} носит название коэффициента нелинейных искажений. В обоих случаях эти коэффициенты являются мерами количественной, а не качественной оценки искажений.

Системы учета электроэнергии

Измерения электрических величин, особенно на высоких напряжениях, являются одним из наиболее сложных и ресурсоемких видов измерений.

Пределы допустимой погрешности проектируемого измерительного комплекса вычисляют согласно формулам [10, табл.4]. В свою очередь, погрешность эксплуатируемых ИК определяется по упрощенной формуле [11]:

$$\delta_w = \pm 1.1\sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_Л^2 + \delta_{С.О}^2} \quad (4)$$

где δ_J — токовая погрешность ТТ, %; δ_U — погрешность напряжения ТН, %; $\delta_л$ — погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %; $\delta_{с.о}$ — основная относительная погрешность счетчика, %.

Эксплуатация приборов в ненормальных условиях, отличие реальных нагрузок от номинальных, превышение допустимого срока службы приборов также являются дополнительными факторами, влияющими на расширение диапазона погрешности устройств учета электроэнергии.

В таблице 2 итоговая погрешность посчитана по формуле (4).

Таблица 2

Прибор	Нормативный документ	Минимальная возможная погрешность, %	Максимальная возможная погрешность, %
ТТ	ГОСТ 7746-2001, табл.8	±0,1	±10
ТН	ГОСТ 1983-2001, табл.17	±0,1	±6
Счетчики э/э	ГОСТ Р 52323-2005, табл. 4	±0,2	±1,0
ИТОГО		±0,35	±11,707

Программные комплексы по моделированию электрических сетей

При расчете FACTS-устройств по состоянию на сегодня наиболее распространены такие программные комплексы как: DigSILENTPowerFactory, RastrWin, RTDS, eMEGAsim, PSS®E, Анарэс, EUROSTAG, MUSTANG, EasyPower, Дакар и РАП-Стандарт.

В основе каждого программного комплекса по расчету режимов заложены математические модели отдельных элементов. На их основе выполняется построение схем. Естественно, что каждая такая модель идеализирована (с допущениями) и параметры, вносимые в программу, не могут учитывать реальных условий, в которых находился объект до обследования и эксплуатируется в настоящее время.

Погрешность программных комплексов может быть определена в зависимости от используемого ими метода расчета. Для определения этой величины расчеты делятся по группам в зависимости от имеющейся информации по нагрузкам [12]:

- Максимальные нагрузки. Погрешность составляет 10-15%.

- Значения электроэнергии потребленной за расчетный период. Погрешность составляет 5-7%.

- Значения электроэнергии, потребленной за расчетный период и графики нагрузки, характерные расчетному периоду. Погрешность составляет 3-5%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итоговая погрешность созданной математической модели может быть вычислена суммированием всех составляющих ее погрешностей. Для общего случая полученные погрешности будем суммировать геометрически, считая их систематическими.

Таблица 3

Составляющая погрешности	Наименьшее значение погрешности	Наибольшее значение погрешности
Анализатор качества электроэнергии (приборная точность)	±0,05%	±0,5%
Анализатор качества электроэнергии (точность расчетов)	±0,05% (х 2 раза)	±0,5% (х 2 раза)
Измерительный комплекс*	±0,35%	±11,707%
Программное обеспечение	±3%	±15%
ИТОГО	±3,02%	±19,06%

Итак, итоговая набегающая неустранимая погрешность при вычислениях и моделировании систем составляет 3,02%, но она может достигать и значения в 19,06%. Поэтому, при анализе результатов, полученных в ходе работ необходимо учитывать эту набегающую погрешность.

Практически во всех FACTS-устройствах в качестве основного элемента компенсации реактивной мощности используются конденсаторные батареи. Согласно информации завода-изготовителя [13], отклонения параметров единичного конденсатора находятся в пределах от -5% до +10%. Любое готовое изделие состоит из целого списка комплектующих. Каждая составляющая имеет свои допустимые отклонения в характеристиках, поэтому расчетное значение итоговой погрешности должно вмещать в себя многие факторы с целью наиболее точного прогнозирования результатов ввода в эксплуатацию нового оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Российская Федерация. Распоряжения. Об Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г.: распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-р

2. ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая совместимость. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электроэнергии. [Текст]. – Введ. 01.01.2014. – Москва: Стандартинформ, 2014. 52 с.

3. ООО «НПП Марс-Энерго». Исходящее письмо №377 от 20.06.2014г. на № 0520 от 17.06.2014 Главному инженеру ООО «МЭК» Балабанову М.С.

4. Анализатор качества электроэнергии PQM-701. Руководство по эксплуатации. Версия 1.02, 11.03.2010.

5. GMC-IMesstechnikGmbH. Исходящее письмо № 0553 от 16.07.14.

6. Hanzelka Z., Chmielowiec K., Firlit A., Świąte B. New Challenges for Voltage Quality Studies // Przegląd elektrotechniczny. 2013. №6. P.17-24.

7. Shmilovitz D. On the definition of total harmonic distortion and its effect on measurement interpretation // IEEE Transactions on Power delivery. 2005. №1. Vol.20. P.526-528.

8. Сравнительные испытания анализаторов качества электроэнергии – измерение [Электронный ресурс]: Полезные Статьи / Сайт компании «Хомов электро». – Электрон. дан. – М., [2012]. – Режим доступа: http://khomovelectro.ru – Загл. с экрана.

9. Королев Г. В. Электронные устройства автоматики: Учеб. пособие. М.: Высш. шк., 1991. 256 с.

10. РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности [Текст]. - Введ. 01.12.1999. – Москва: Изд-во стандартов, 1999. 78 с.
11. Кюснер А.В., Паздерин А.В., Паниковская Т.Ю., Плесняев Е.А. Расчет распределения потоков электрической энергии в сети по данным измерительных комплексов учета электроэнергии на основе оценивания состояния // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2004. С.100-107.
12. ООО «Сележ». Исходящее письмо №15. от 03.09.2014 Генеральному директору ООО «МЭК» Балабанову Г.С.
13. Iskra Sistemi. Energy Sector Solutions and Products.

Научный руководитель: М.С. Балабанов, главный инженер ООО «Международная Энергосберегающая Корпорация».

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ПРОЕКТИРУЕМОМ ЭНЕРГОРАЙОНЕ ОЭС ВОСТОК

А.А.Суворов
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Энергетический институт, кафедра Электроэнергетических систем

Одним из важнейших режимных параметров электроэнергетических систем (ЭЭС) являются напряжения, значения которых в наибольшей мере связано с перетоками реактивной мощности (РМ). Основные средства регулирования напряжения и генерации РМ сосредоточены на электрических станциях, а средств расположенных в электрических сетях недостаточно для регулирования РМ и поддержания напряжения в допустимых пределах. Например, в российских сетях, наиболее распространенными средствами компенсации реактивной мощности (СКРМ) являются шунтирующие реакторы, которые обеспечивают только одноступенчатое регулирование. Эффективным путем решения указанной проблемы является применения устройств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems - Гибкие системы передачи электроэнергии переменным током), к которым относятся: управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические синхронные компенсаторы (СТАТКОМ) и другие [1]. Среди FACTS устройств наиболее распространённым в настоящее время является УШР, представляющий собой устройство шунтирующего типа с плавно регулируемым индуктивным сопротивлением. В настоящее время разработано два типа управляемых реакторов: УШР трансформаторного типа (УШРТ) и УШР с подмагничиванием (УШРП), в российских сетях наиболее распространены УШРП.

Исследования эффективности применения УШРП и анализ полученных режимов проводились в реально проектируемом в настоящее время энергокластере «Эльгауголь» в ОЭС Восток. Исследуемый энергорайон, как и любая современная ЭЭС, образует большую, нелинейную, динамическую систему. Проектирование, исследование и эксплуатация таких систем является трудной задачей из-за сложности получения достоверной и своевременной информации о протекающих процессах в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Получение информации о протекающих процессах в ЭЭС путем натурных испытаний, за редким исключением, недопустимо, а из-за сложности ЭЭС невозможно

полноценное физическое моделирование. В результате основным путем получения необходимой информации об ЭЭС является математическое моделирование [2]. Моделирование исследуемой ЭЭС проводилось на Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем, который был создан в Энергетическом институте Томского политехнического университета [3]. Целью работы является исследование эффективности применения УШРП для регулирования напряжения и РМ, что позволит:

1. Поддерживать допустимый уровень напряжения в ЭЭС;
2. Снизить потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении;
3. Оказать положительное влияние на режимы работы энергорайона и энергосистемы в целом.

Целью первого эксперимента было исследование применения УШР для поддержания напряжения в узле нагрузке при работе электрооборудования по реальному суточному графику активной и реактивной нагрузки горнодобывающего предприятия при трехсменной работе в зимнее время. Для оценки влияния УШР в данном эксперименте осциллографировались процессы при включенных (рисунок 1), а затем при отключенных (рисунок 2) СКРМ. В исследуемом энергорайоне совместно с УШРП установлено две батареи статических конденсаторов (БСК) для генерации РМ.

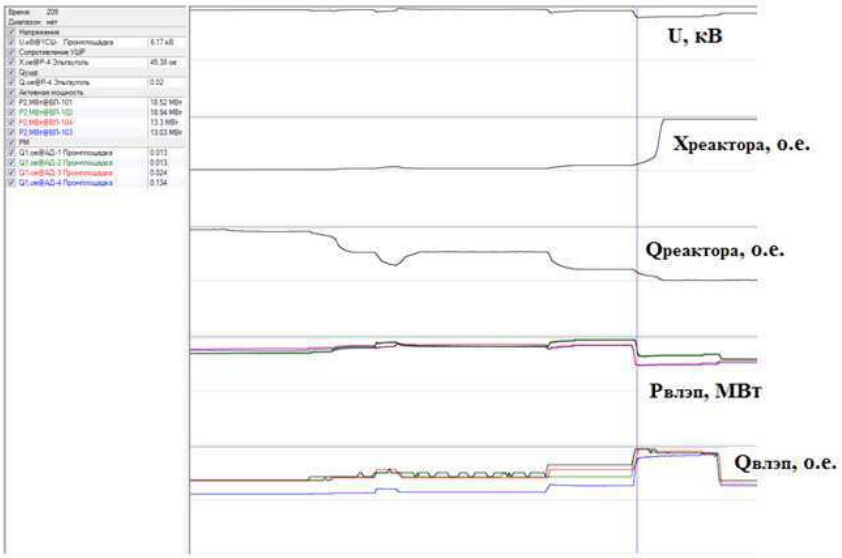


Рис. 1. Осциллограммы изменения нагрузки при включенных УШР и БСК на ПС Эльгауголь

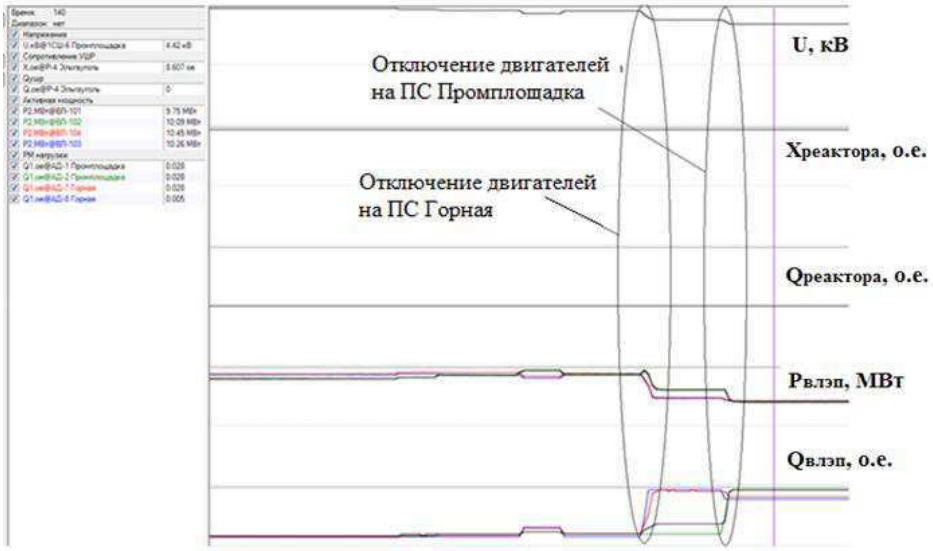


Рис. 2. Осцилограммы изменения нагрузки при выключенных УШР и БСК на ПС Эльгауголь

Как видно из диаграмм на рисунке 1, при увеличении нагрузки «отрабатывают» заданные уставки по напряжению, разгружая реактор по мощности. При достижении максимальной нагрузки происходит форсированная разгрузка реактора, благодаря этому напряжение на шинах нагрузки не выходит из допустимой 5-ти процентной зоны от уставки, перебоя в питании потребителей не произошло. Согласно рисунку 2, во время набора нагрузки произошло значительное снижение напряжения, что, в конечном счете, привело к остановке двигателей на ПС Промплощадка и ПС Горная, питаемых от шин 110 кВ ПС Эльгауголь, где установлены СКРМ. Вследствие этого активная мощность линий отходящих от шин 110 кВ ПС Эльгауголь резко уменьшилась, а реактивная мощность увеличилась. Таким образом, подводя итоги экспериментов, продемонстрированных на рисунках 1 и 2, можно сделать вывод о том, что от УШР зависит бесперебойность питания ключевых потребителей энергокластера «Эльгауголь».

Далее приведены результаты экспериментов, демонстрирующие влияние функционирования УШР на устойчивость нагрузки. На рисунке 3 представлен график изменения нагрузки на шинах 110 кВ ПС Эльгауголь при включенных УШР и БСК. В некоторый момент времени моделируется короткое замыкание (КЗ) на шинах 110 кВ ПС Горная, которая питается по двум воздушным линиям электропередач (ВЛЭП) от ПС Эльгауголь. Затем происходит срабатывание релейной защиты (РЗ) и успешное автоматическое повторное включение (АПВ). При этом, как видно из диаграммы, устойчивость нагрузки сохраняется. На рисунке 4 представлены результаты аналогичного эксперимента, при отключенных УШР и БСК. Очевидно, что после короткого замыкания в ЭЭС происходит остановка всех двигателей энергокластера.

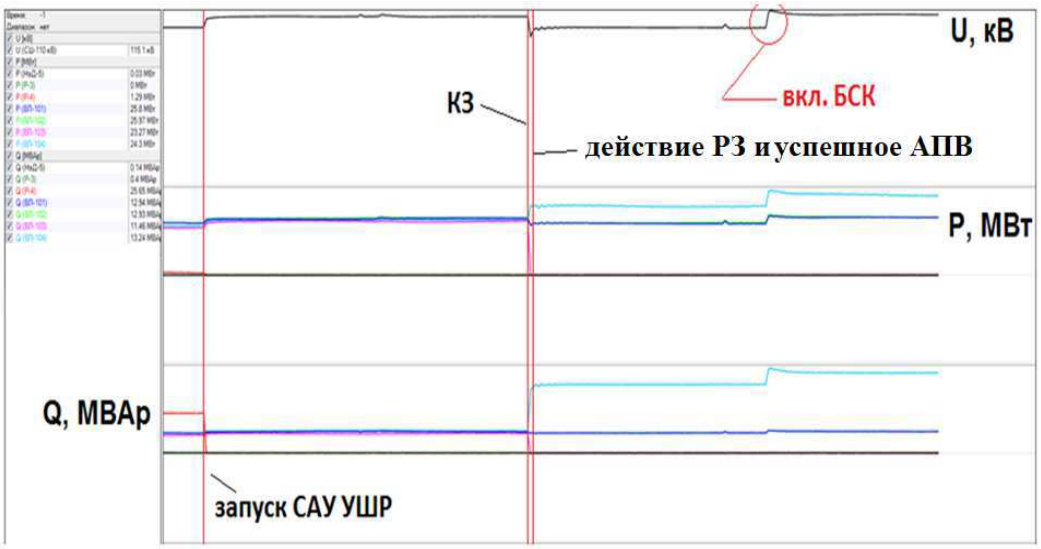


Рис. 3. Осциллограммы изменения нагрузки на шинах 110 кВ ПС Эльгауголь при КЗ на одном из присоединений (УШР и БСК ПС Эльгауголь включены)

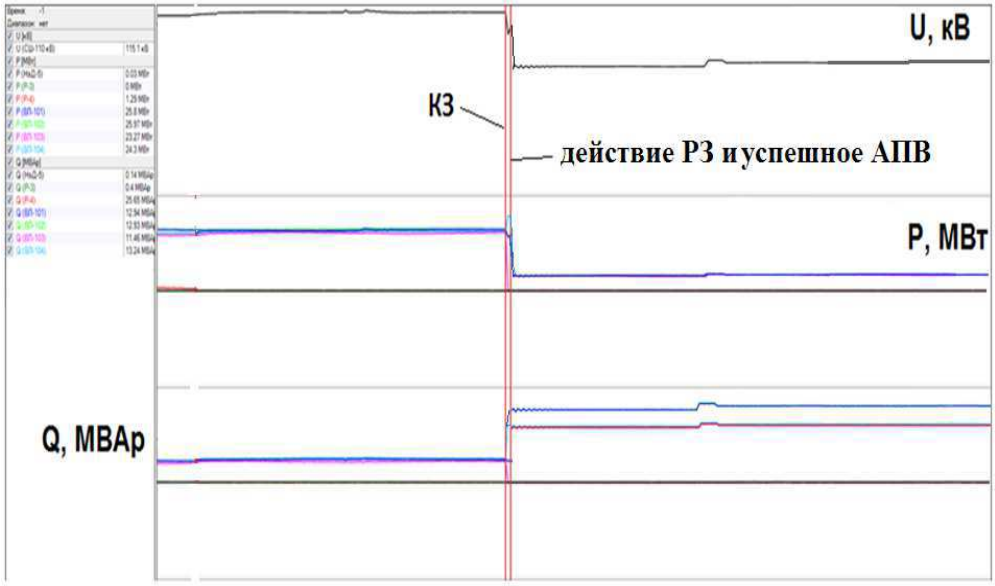


Рис.4. Осциллограммы изменения нагрузки на шинах 110 кВ ПС Эльгауголь при КЗ на одном из присоединений (УШР и БСК ПС Эльгауголь отключены)

При исследовании влияния СКРМ на потери снимались показания потерь активной и реактивной мощности линий электропередач и трансформаторов энергокластера при работе электрооборудования по заданному графику нагрузки. Полученные диаграммы представлены на рисунках 5 и 6. Представленные результаты показывают, что активные и реактивные потери в энергокластере при отключенных СКРМ выше, чем при их функционировании.

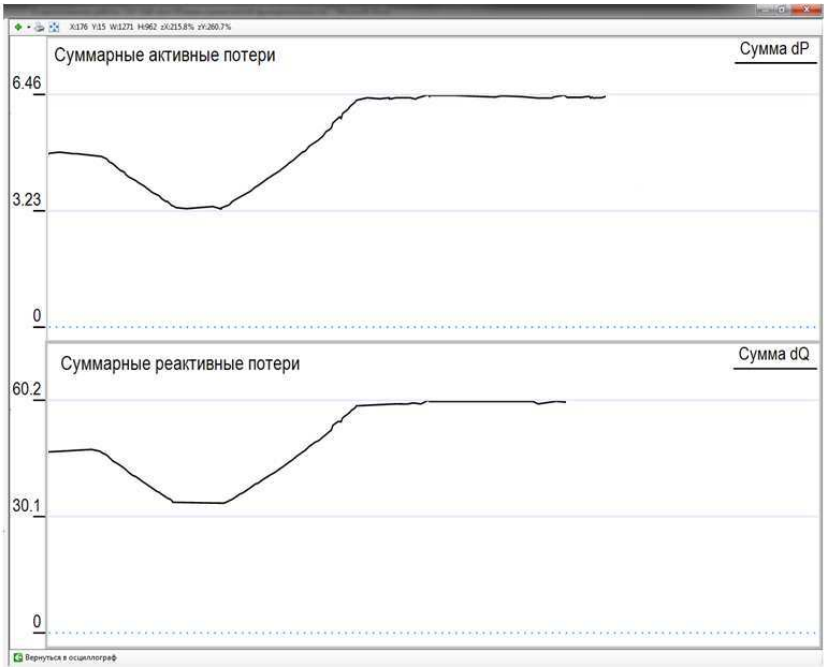


Рис.5. Осциллограммы суммарных текущих потерь в энергокластере при функционирующих СКРМ

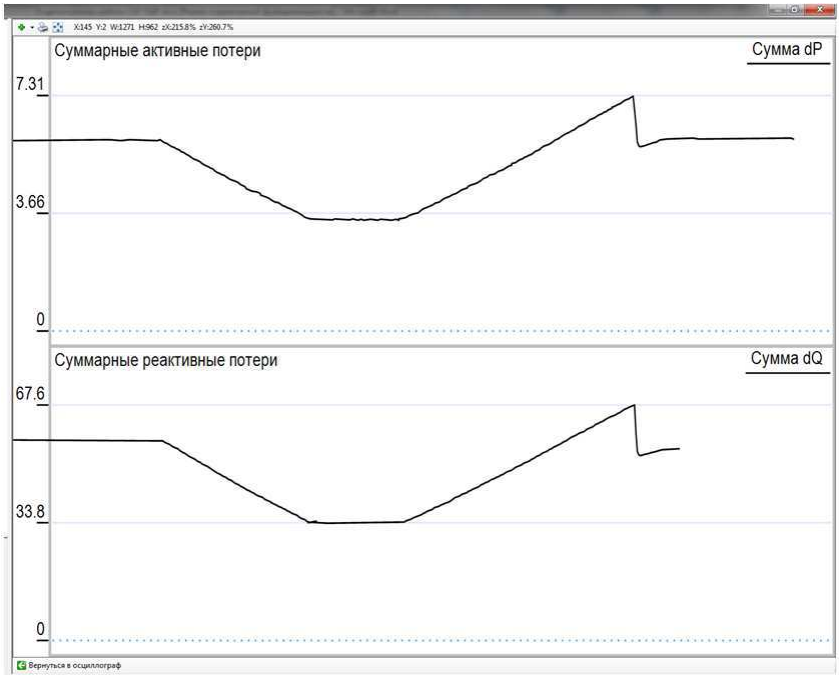


Рис.6. Осциллограммы текущих суммарных активных и реактивных потерь в энергокластере при отключенных СКРМ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В настоящее время регулирования уровня напряжения и генерация РМ в электрических сетях осуществляется с помощью шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей, коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, которые могут обеспечить только ступенчатое регулирование, которого оказывается недостаточным для поддержания уровня напряжения в допустимых пределах. В связи с этим обоснованным и целесообразным становится рассмотренный в работе подход к решению проблемы, который заключается в применении УШР и БСК, которые позволяют производить автоматическое плавное регулирование напряжения и РМ. В результате исследований установлено, что совместное применение УШР и БСК позволит:

1. Поддерживать допустимый уровень напряжения в ЭЭС в нормальных режимах;

2. Снизить потери мощности в энергокластере;

3. Оказать положительное влияние на режим работы ЭЭС.

Однако было установлено, что в аварийных режимах УШР в силу своей инерционности, не всегда способен обеспечить устойчивость узлов нагрузки. Это зависит от многих факторов, например от места короткого замыкания, от времени работы защиты, от длительности АПВ и др. Поэтому в некоторых случаях целесообразно использовать более быстродействующее устройство, например такое как статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: Торус Пресс, 2011. 326 с.

2. Веников В.А. Теория подобия и моделирование применительно к задачам электроэнергетики. М.: Высшая школа, 1966. 487 с.

3. Боровиков Ю. С., Гусев А. С., Сулайманов А. О. Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем // Электричество. 2012. №6. С.10-13.

Научный руководитель: А.С. Гусев, д.т.н., профессор, кафедра ЭЭС ЭНИН ТПУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПАСА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

В.В. Давыдов[1], П.М. Ерохин[2], М.А.Прудов[3]

[1]Филиал ОАО “СО ЕЭС” – ОДУ Сибири, г.Улан-Удэ, [2]ОАО “СО ЕЭС”, г.Екатеринбург, [3]ВСГУТУ, г.Улан-Удэ

Вопросы устойчивости играют ключевую роль в функционировании электрической системы (ЭС). Для их всестороннего анализа требуется значительный объем исходной информации. Оперативная информация, как правило, ограничивается составом и выработкой генерирующего оборудования, нагрузкой потребителей. Поэтому весьма привлекательным является использование математических моделей, требующих малый объем исходной информации.

В существующей практике нахождения предельных режимов (ПР) наибольшее распространение получила модель с шинами неограниченной мощности (НМ-модель) [1]. Эта модель требует такой же объем информации, как обычный расчет потокораспределения. Однако она имеет недостаток – рассчитываемые ПР зависят от месторасположения балансирующего узла (БУ) [2]. Поэтому при разных БУ параметры ПР будут другими, иногда существенно отличающимися [3]. БУ является искусственным понятием [2], но без него нельзя рассчитать установившийся режим ЭС. Возникает вопрос, какую НМ-модель (т.е. с каким БУ) использовать для определения расчетных ПР при оценке коэффициента запаса статической устойчивости ЭС.

Другой моделью, требующей несколько больше информации, является классическая позиционная модель (П-модель): $[T_J]d^2\delta/dt^2 = \Delta P(\delta)$, где $[T_J]$- диагональная матрица постоянных механической инерции; δ – вектор углов вращения роторов синхронных машин (СМ); $\Delta P(\delta)$ – вектор небалансов мощности на валу СМ. В П-модели БУ определен однозначно – это распределенный БУ с коэффициентами участия СМ пропорционально их постоянным механической инерции [4]. Предел по статической устойчивости П-модели в

соответствии с известным критерием Вагнера – Эванса определяется соотношением постоянных инерции [5]. Однако П-модель также имеет недостаток – в ПР ряд СМ имеют относительный прирост потерь активной мощности больше единицы [2]. Такой ПР, а также статически устойчивые режимы в относительно обширной окрестности этого ПР, являются экономически невыгодными. Поэтому вызывает сомнение использование ПР П-модели в качестве расчетного.

Более подробной моделью является упрощенная модель Парка – Горева [6], дополненная уравнениями регуляторов турбины и возбуждения СМ (ПГ-модель):

$$\begin{cases} \dfrac{d\Delta\omega}{dt} = \dfrac{1}{T_J}(M_M - M_Э - K_D\Delta\omega_i) = \dfrac{1}{T_J}(M_M - (X_q - X`_d)i_d i_q - E`_q i_q - K_D\Delta\omega) \\ \dfrac{d\delta}{dt} = \omega_0(\omega - 1) \\ \dfrac{dE`_q}{dt} = \dfrac{1}{T`_{d0}}(E_{fd} - E`_q - (X_d - X'_d)i_d) = \dfrac{1}{T`_{d0}}(K_A(\nu_з - \nu) - (X_d - X`_d)i_d - E`_q) \\ \dfrac{d\nu}{dt} = \dfrac{1}{T_R}(U_t - \nu) \\ \dfrac{dM_M}{dt} = \dfrac{1}{T_\omega}(-K_\omega(\omega - \omega_0) + M_{M_0} - M_M) \end{cases}$$

Здесь $\Delta\omega$ - скорость перемещения ротора относительно синхронно вращающейся оси; T_J - постоянная механической инерции СМ; $M_Э, M_M$ - электрический и механический моменты; K_D - коэффициент демпфирования; X_q - синхронное реактивное сопротивление по оси q; $X`_d$ - переходное реактивное сопротивление по оси d; $\delta$ - угол между ротором СМ и синхронно вращающейся осью; $E`_q$ - фиктивная ЭДС, пропорциональная потоку возбуждения СМ; T'_{d0} - переходная постоянная времени по оси d при разомкнутой обмотке статора; E_{fd} - ЭДС, пропорциональная напряжению обмотки возбуждения; $\nu, \nu_з$ - управляющий сигнал регулятора возбуждения и его заданное значение; T_R, K_A - постоянная времени и коэффициент усиления регулятора возбуждения; U_t - модуль напряжения на шинах генератора; T_ω, K_ω - постоянная времени и коэффициент усиления регулятора турбины;

Представляет интерес, какая из представленных моделей ЭС больше подходит для определения расчетного ПР при оценке коэффициента запаса статической устойчивости на примере двухмашинной системы.

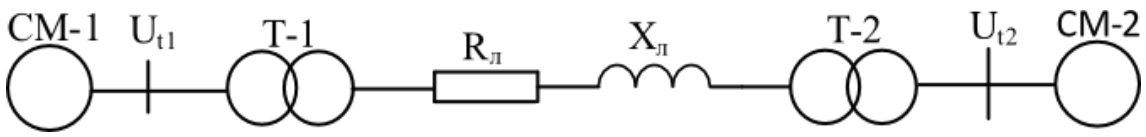


Рис. 1. Двухмашинная ЭС

СМ - ТГВ-60: $P_{ном} = 60$ мВт, $\cos\varphi = 0.85$, $f_{ном} = 50$ Гц, $U_{ном} = 10.5$ кВ, $x_d = x_q = 1.66$ о.е., $x_\sigma = 0.12$ о.е., $r = 0.002$ о.е., $T`_{d0} = 6$ с., $T_J = 12.37$ с., $K_A = 200$, $T_R = 0.02$ с., $T_\omega = 0.5$ с., $K_{\omega 1} = 20$, $K_{\omega 2} = 2$

Трансформаторы ТДЦ-80000/110: $S_{ном} = 80$ МВА, $U_{НН} = 10.5$ кВ, $U_{ВН} = 110$ кВ, $u_k = 10\%$, $X_T = 0.093$ о.е.

Линия АС120/19 мм^2 : $R_Л = 0.569$ о.е., $X_Л = 1.033$ о.е.

На рисунке 2 представлены зависимости взаимного угла δ_{12} между напряжениями СМ, при котором наступает статическая неустойчивость, от соотношения между постоянными механической инерции и коэффициентами усиления регуляторов турбин.

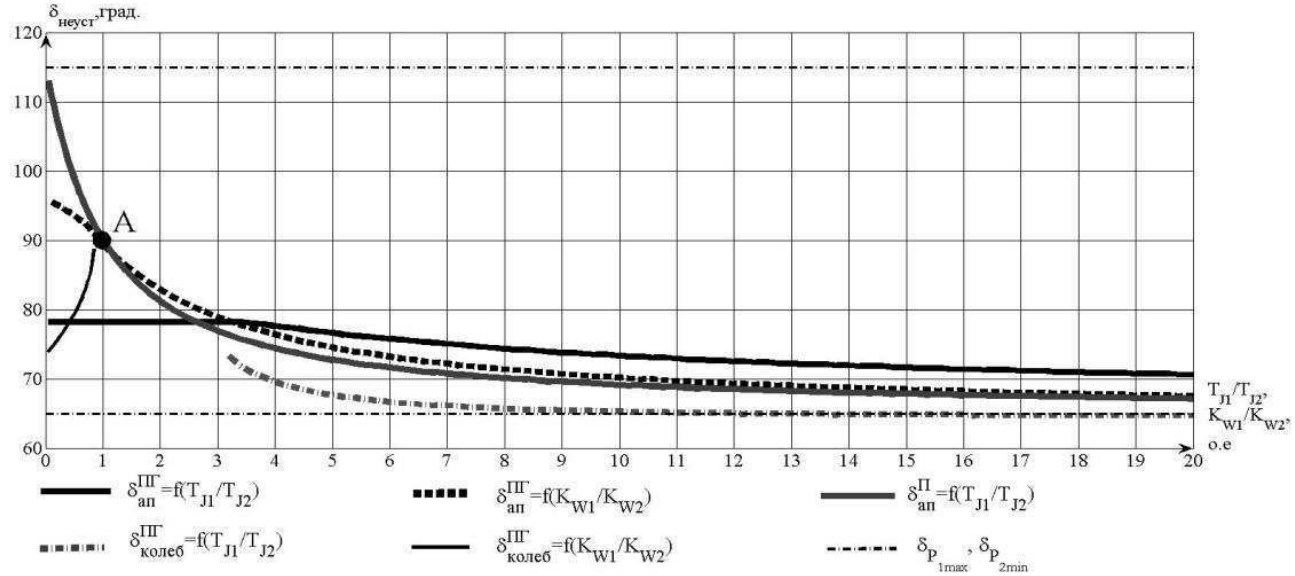


Рис. 2. Влияние параметров СМ на устойчивость

Горизонтальными штрихпунктирными линиями обозначены углы, соответствующие экстремумам мощности СМ. Верхняя линия соответствует ПР НМ-модели, когда в качестве БУ приняты шины СМ-2 ($НМ_2$-модель), нижняя – шины СМ-1 ($НМ_1$-модель). полученные для исследуемых моделей результаты позволяют проанализировать влияние параметров регуляторов турбины на предел по статической устойчивости.

Согласно рисунку 2 предельные по статической устойчивости режимы П- и ПГ-моделей располагаются между ПР $НМ_2$- и $НМ_1$-моделей и совпадают лишь в одном частном случае – при равенстве всех рассматриваемых параметров (точка А на рисунке 2). Для ПГ-модели различие между постоянными инерции $T_{J1}/T_{J2} > 3$ приводит к появлению колебательной неустойчивости. Влияние настроек регуляторов турбин СМ для ПГ-модели иллюстрируется зависимостью, полученной для различных соотношений коэффициентов усиления. При соотношениях больше единицы, предел смещается в сторону экстремума нагрузки СМ-2.

Интересно отметить, что согласно рисунку 2 режим, соответствующий ПР $НМ_1$-модели (экстремум нагрузки СМ-2, точка А на рисунке 3,а) является статически устойчивым для П- и ПГ- моделей при любых соотношениях между рассматриваемыми параметрами. Для ПГ-модели это можно объяснить следующим образом. При увеличении нагрузки СМ-2 на очень малую величину на валу СМ-2 возникнет отрицательный небаланс мощности и произойдет снижение частоты. Это, в свою очередь, в соответствии со статической характеристикой нагрузки (рис. 3,б), приведет к уменьшению нагрузки, и режим вернётся в точку А.

В противоположность этому режим, соответствующий ПР $НМ_1$-модели, всегда является статически неустойчивым для П- и ПГ- моделей. Режимы, расположенные между ПР $НМ_1$- и $НМ_2$- моделей, могут быть статически устойчивым или неустойчивым. Это зависит от соотношения между постоянными инерции и параметрами регуляторов турбин СМ. С другой стороны, эти режимы характеризуется тем, что относительный прирост потерь активной мощности СМ-1 $\partial\pi/\partial P_i$ больше единицы. Такие режимы экономически невыгодны, так как находятся на падающей ветви характеристики мощности нагрузки СМ-2. Нагрузка СМ-2 $P_Н$ может быть обеспечена меньшей генерацией СМ-1 $P_{Г_1} < P_{Г_2}$ (рис. 3 а)

на возрастающей ветви, а там режимы всегда статически устойчивы для исследуемых моделей.

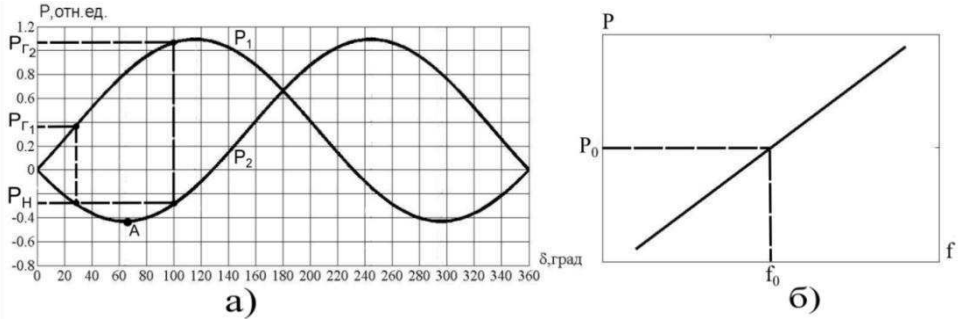


Рис. 3: а) - угловая характеристика СМ; б)- статическая характеристика нагрузки

Согласно рисунку 3 а режимы, расположенные между экстремумами мощности СМ, находятся дальше ПР $НМ_1$-модели в пространстве углов, но ближе в пространстве мощности нагрузки СМ-2. Коэффициент запаса статической устойчивости ЭС определяется через предельные значения величины нагрузки ЭС [3]. Поэтому для оценки коэффициента запаса статической устойчивости ЭС в качестве расчетного ПРболее подходит ПР $НМ_1$-модели. В этом ПР относительный прирост потерь активной мощности СМ-1 равен 1, а для СМ-2 – меньше 1. Это соответствует обычной практике нахождения ПР ЭС. Однако, с одним исключением: при расчете ПР в качестве БУ, как правило, используется тот же узел, что и для обычных расчетов установившихся режимов в ЭС. Может случиться, что рассчитанный ПР будет режимом, соответствующим ПР $НМ_2$-модели на рис. 3 а. Но такой режим является статически неустойчивым. Поэтому расчётные блоки утяжеления должны быть дополнены проверкой относительных приростов потерь $\partial\pi/\partial P_i < 1$ для всех узлов. Если на шаге утяжеления относительный прирост потерь в каком-то узле окажется больше единицы, следует переназначить БУ (назначить балансирующим узел с $\partial\pi/\partial P_i > 1$). Рассчитанный таким образом ПР будет статически устойчивым и действительно определит наибольшую величину нагрузки ЭС для заданной траектории утяжеления.

ВЫВОДЫ

В предельных по статической устойчивости режимах позиционной модели и упрощенной модели Парка - Горева ряд узлов имеют относительные приросты потерь активной мощности больше единицы. Это означает, что в этих режимах величина нагрузки ЭС меньше максимально возможной. Поэтому предельные режимы этих моделей не могут быть использованы для оценки коэффициента запаса статической устойчивости ЭС. Наиболее подходящей для определения расчетного предельного режима является модель ЭС с шинами неограниченной мощности, в предельном режиме которой относительные приросты потерь всех узлов не превышают единицу. Этот предельный режим является статически устойчивым для позиционной модели и упрощенной модели Парка - Горева. Для реализации такой расчетной модели рекомендуется блоки утяжеления дополнить проверкой относительных приростов $\partial\pi/\partial P_i < 1$ для всех узлов. Если на шаге утяжеления окажется, что $\partial\pi/\partial P_i > 1$ для какого-то узла, этот узел следует переназначить балансирующим. Найденный таким образом предельный режим будет статически устойчивым, и определит наибольшую величину нагрузки ЭС для заданной траектории утяжеления. При этом информация о параметрах СМ не требуется.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Venikov V.A., Stroev V.A., Idelchik V.I., Tarasov V.I. Estimation of electrical power system steady state stability in load flow calculations // IEEE Trans. on PAS. 1975. no. 3, pp. 1034-1041.

2. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М. Оптимизационная модель предельных режимов электрических систем // Электричество. 2010.№11.С.2-14

3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. –М:. Энергоатомиздат, 1990
4. Давыдов В.В., Ерохин П.М., Кирилов К.Ю. Гиперповерхность мощностей установившихся режимов электрической системы // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т.1. С. 191-197
5. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979
6. Kundur P. Power system stability and control, McGraw-Hill, New York, 1961

Научный руководитель: В.В. Давыдов, к.т.н., ведущий специалист филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири».

АНАЛИЗ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

А.Р.Трачук, В.П.Розен
Национальный технический университет Украины «Киевский Политехнический Институт»
Институт энергосбережения и энергоменеджмента

Рассмотрена система анализа энергетической эффективности, которая базируется на методах сравнения, элиминирования, которые являются основой принятия решений при внедрении энергосберегающих мероприятий, систем энергетического менеджмента и энергетической сертификации предприятий.

Введение

В последнее десятилетие в Украине, в связи с переходом к рыночным отношениям, стал актуальным вопрос повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). В связи с этим, для организации эффективной работы в области энергосбережения, на промышленных предприятиях Украины, необходимо внедрить системы энергетического менеджмента (СЭМ). Приведение информационной системы энергетического хозяйства в соответствие с новыми требованиями является одной из первоочередных задач при внедрении СЭМ [1-3].

Одним из первых вопросов, который возникает в процессе организации и проведения работы по энергосбережению на любом предприятии – это вопрос о том, эффективно или неэффективно используются ТЭР. Ответ на этот вопрос должен быть как можно более объективным. Поэтому его получение необходимо основывать на определении значений конкретных количественных показателей.

Фактически в настоящее время используют две разновидности таких показателей: показатели коэффициента полезного действия, показатели удельного расхода ТЭР. Определение этих показателей энергоеффективности связано с составлением сводного годового топливно-энергетического баланса (ТЭБ) по всем видам ТЭР в т у.т. Перевод отдельных видов ТЭР (электроэнергия, тепловая энергия, газ, нефтепродукты и пр.) в т у.т. осуществляется при помощи известных коэффициентов т не представляет существенной трудности.

Еще одним возможным методом оценки эффективности использования ТЭР является сравнение отдельных составляющих фактического и прогнозного (оптимального) ТЭБ оцениваемого предприятия. Топливно-энергетический баланс промышленного предприятия является основным исходным документом для проведения анализа использования ТЭР, оценки работы в области рационализации энергохозяйства и выявления резервов энергосбережения. ТЭБ играют важную мобилизующую роль и организующую роль в

повышении эффективности использования ТЭР. Они являются тем средством, с помощью которого обеспечивается комплексность и научная обоснованность планирования развития и функционирования энергохозяйства.

Постановка задачи

Для повышения уровня эффективности использования ТЭР на промышленных предприятиях важное значение имеют составление и анализ фактических и разработка перспективных ТЭБ, которые позволяют: выявить излишние потери ТЭР и разработать мероприятия по их устранению; определить наиболее экономичные направления реконструкции морально и физически устаревшего оборудования и внедрить новую технику в энергохозяйство; осуществить перевод процессов на наиболее экономичные виды и параметры энергоносителей; определить наиболее эффективные направления, способы и объемы использования ТЭР; обосновать масштабы и режимы потребления ТЭР на перспективный период; обосновать рациональные схемы энергоснабжения предприятия, т.е. типы, мощности и параметры источников энергоснабжения, с учетом районообразующих факторов.

В методическом плане вопросы построения ТЭБ промышленных предприятий достаточно подробно были освещены в работах[4-10], а также во многих других. При этом недостаточно освещенным остался вопрос проведения анализа ТЭБ, а также формирования набора математических, графических и табличных средств, которые могут быть использованы при проведении анализа ТЭБ. Учитывая важность вопроса проведения анализа ТЭБ и отсутствие унифицированной методики анализа ТЭБ авторами была поставлена задача разработать основные методические подходы к анализу ТЭБ промышленного предприятия.

Формирование набора математических, графических и табличных средств анализа топливно-энергетического баланса

Указанные выше тенденции заставляют по-новому подойти к принципам анализа ТЭБ, разрабатываемого на предприятии.

Анализ ТЭБ должен проводиться по таким направлениям:

- анализ факторов, которые влияют на эффективность использования ТЭР;
- анализ динамики и достигнутого уровня эффективности использования ТЭР;
- анализ вариантов обеспечения промышленного предприятия ТЭР по финансовым и экологическим критериям;
- анализ действующих норм и нормативов использования ТЭР;
- определение и анализ основных энерго-экономических показателей промышленного предприятия;
- анализ технических и экономических результатов, достигнутых за счет повышения эффективности использования ТЭР.

При анализе ТЭБ необходимо осуществлять анализ статистической информации и информации, полученной с помощью средств измерительной техники, в последовательности, которая отвечает логике решения поставленной задачи.

В зависимости от направлений анализа следует использовать следующие средства анализа информации.

Для анализа факторов, которые влияют на эффективность использования ТЭР, используют:

- причинно-следственные диаграммы;
- диаграммы Парето;
- гистограммы;
- методы корреляционного анализа;
- индексный метод;
-методы экспертного оценивания (функционально- стоимостный анализ, метод анализа иерархий , метод парных сравнений и т.п.);
- методы регрессионного анализа и т.п.;

Для анализа динамики и достигнутого уровня эффективности использования ТЭР, используют:

- методы регрессионного анализа;
- временные ряды;
- контрольные карты;
- диаграммы разброса и т.п.;

Для анализа вариантов обеспечения промышленного предприятия ТЭР по финансовым и экологическим критериям используют:

- энерготехнологические схемы технологического процесса;
- древовидные диаграммы;
- балансовые диаграммы;
- оптимизационные методы (методы линейного и нелинейного программирования);

Для анализа действующих норм и нормативов использования ТЭР используют:

- методы сравнительного анализа;

Для анализа основных энерго-экономических показателей промышленного предприятия используют:

- индексный метод;
- гистограммы;
- контрольные карты;
- диаграммы разброса;
- методы сравнительного анализа (методы абсолютных и относительных различий) и т.п. внутренняя норма прибыли, чистая приведенная прибыль и т.п.);

Анализ ТЭБ необходимо осуществлять в виде таблиц , диаграмм и графиков. Анализ ТЭБ в виде таблицдает возможность осуществлять одновременное сравнение его составных как в именованных единицах, так и в процентах.

Графическое представление ТЭБв виде диаграмм разрешает осуществлять наглядное отображение долей потребления ТЭР в процентах. В зависимости от поставленной задачи, для анализа ТЭБ могут применяться такие виды диаграмм:

Для сравнения долей потребления нескольких энергоносителей одним объектом за определенный промежуток времени (или долей потребления одного вида энергоносителя несколькими объектами);

- круговые секторные диаграммы (объемные и плоскостные);
- однополосные диаграммы (объемные и плоскостные);
- одностолбиковые диаграммы (объемные и плоскостные) и т.п.;

Для сравнения долей потребления по назначению (например, на технологию, на освещение и т.п.) одного вида энергоносителя отдельными объектами или предприятием в целом:

- балансовые диаграммы;
- круговые секторные диаграммы (объемные и плоскостные);
- однополосные диаграммы (объемные и плоскостные);
- одностолбиковые диаграммы (объемные и плоскостные) и т.п.;

Для сравнения долей потребления одного вида энергоносителя отдельными объектами или предприятием в целом с учетом потерь энергоносителя:

- балансовые диаграммы;
- круговые секторные диаграммы (объемные и плоскостные);
- однополосные диаграммы (объемные и плоскостные);
- одностолбиковые диаграммы (объемные и плоскостные) и т.п.

ВЫВОДЫ

В настоящее время накоплен довольно большой методический материал по составлению и анализу ТЭБ промышленных предприятий. Однако ряд трудностей до сих пор не позволяют широко распространить имеющийся опыт в практике управления энергосбережением. К ним, например, следует отнести отсутствие единой методологии

составления и анализа различных видов ТЭБ; неподготовленность энергетических служб промышленных предприятий к постоянной разработке и анализу ТЭБ. Устранение указанных недостатков- совместная задача специалистов-энергетиков промышленных предприятий и научных работников.

Предложенные в данной работе средства анализа ТЭБ будут способствовать повышению уровня качества проведения анализа ТЭБ как инструмента анализа эффективности использования ТЭР.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Розен В.П., Соловей О.І., Чернявський А.В. Організаційні заходи щодо впровадження та експлуатації системи енергетичного менеджменту на підприємстві // Енергетика: економіка. Технології, екологія, - 2002.- №1.- С.66 – 70.

2. Розен В.П., Соловей О.І., Чернявський А.В. Енергетичний менеджмент підприємства: питання організації, впровадження та функціонування // Праці Міжнародного енергоекологічного конгресу «Енергетика. Екологія. Людина». - 27-28 березня 2003 , Київ. - С.50 -53.

3. Розен В.П., Соловей О.І., Чернявський А.В. Концептуальные вопросы проектирования и внедрения системы энергетического менеджмента на промышленных предприятиях Украины // Труды международного семинара « Традиционные и возобновляемые источники энергии и их применение» в рамках программы « Энергетика навстречу Центральной Азии». – 26-27 июля 2004, Павлодар (Казахстан). - С.80-89.

4. ДСТУ 2804-94 Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення // К.: ДержспоживстандартУкраїни, 1994

5. ДСТУ 3176-96 (ГОСТ 30341-96) Енергозбереження. Методи визначення балансів енергоспоживання гірничих підприємств// К.: ДержспоживстандартУкраїни, 1996

6. ДСТУ 4714:2007 Енергозбереження. Паливно-енергетичні баланси промислових підприємств. Методика побудови та аналізу // К.: ДержспоживстандартУкраїни, 2007

7. ДСТУ 4472:2005 Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту. Загальні вимоги // К.: ДержспоживстандартУкраїни, 2005

8. ДСТУ 4715:2007 Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту промислових підприємств. Склад та зміст робіт на стадіях розроблення та впровадження // К.: ДержспоживстандартУкраїни, 2007

9. ДСТУ 4713:2007 Енергозбереження. Енергетичний аудит промислових підприємств. Порядок проведення та вимоги до організації робіт // К.: ДержспоживстандартУкраїни, 2007

10. М0013184.0.33 – 04 Типова методика енергетичних обстежень промислових підприємств . Розробники: В.Розен, А.Чернявський // К.:Держкоменергозбереження України , 2004 . – 70 с.

Научный руководитель: В.П.Розен, д.т.н., професор, заведующий кафедрой автоматизации управлення электротехническими комплексами Национального технического уноверситета Украины «Киевский политехнический институт» Институт энергосбережения и энергоменеджмента.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОБАЛАНСА КОКСОХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА НА ПРИМЕРЕ КРУПНОГО МЕТАЛЛУГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Д.А. Мисулин, О.В. Газизова
Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, институт энергетики и автоматизированных систем, кафедра электроснабжения промышленных предприятий

Энергетический баланс представляет значимую роль в прогнозируемой оценке энергопотребления и подходах к развитию предприятия, а также его технической политике в целом. Как правило, определение потребности предприятия в энергоресурсах основывается на использовании прогрессивных норм расхода энергоносителей.

Основным видом норм являются удельные нормы расхода на единицу продукции. Под этим определением понимают использование энергоресурсов, необходимых для изготовления единицы продукции в наиболее оптимальных условиях производства и эксплуатации оборудования. Нормы потребления энергоресурсов устанавливаются по отдельным агрегатам, рабочим местам, участкам, цехам, а также в целом по предприятию[2].

В технологии современного металлургического производства используется большое количество энергоресурсов, а объемы их потребления колеблются, как правило, в значительных пределах. От производственных и технологических факторов зависит потребление энергоресурсов, но при анализе, планировании, управлении энергопотоками на всех уровнях производства большинство из них в настоящее время прямо или косвенно не учитываются.

Для целесообразного использования энергоресурсов необходимо учитывать развитие энергетического хозяйства, энергоснабжение предприятия, контроль, учет и нормирование электроэнергии органами управления энергетическим хозяйством предприятия.

Актуальной проблемой, прямо связанной с задачей сокращения потребления энергоресурсов разных видов, является создание энергобаланса, а также анализ топливных и энергетических потоков, оптимизациея режимов их выработки, распределения и потребления. Это играет важную роль не только в переходном периоде экономики, но и при стабильном ее состоянии. Разработкой собственного энергетического баланса, его анализом и совершенствованием структуры топливно-энергетических затрат как отдельных подразделений, так и предприятия в целом занимаются многие энергоемкие предприятия России, в том числе и металлургические.

Энергетические балансы устанавливают следующие общие требования:

1) обязательный контроль за расходом электроэнергии в цехах и предприятиях;

2) разработка мероприятий по сокращению потерь всех топливо - энергетических ресурсов, в том числе вторичных;

3) анализ использования различных видов энергии по назначению;

4) оценка фактического состояния энергоиспользования;

5) выявление ущерба от низкого качества энергоносителей и энергоресурсов;

6) получение исходной информации для оптимизации технологических процессов, выбора нового оборудования, оптимизации структуры энергобаланса.

Для формирования энергобаланса предприятия используется как покупные так и собственные энергоносители и топливо для выпуска основной и побочной продукции промышленного предприятия. Стандарт приводит к единой форме отчетности, представляет расходную часть сводного энергобаланса предприятия в аналитическом виде [1].

Исследования проводились на примере энергетического баланса коксо-химического производства (КХП) ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ОАО «ММК»).

Энергобаланс коксохимического производства ОАО «ММК» приведен в таблице 1. В таблицах и на рисунке приняты обозначения: ЦУПХП– цех улавливания и переработки химического производства; УПЦ – углеподготовительный цех; КЦ – коксовый цех.

На его основе была составлена структура электропотребления по подразделениям КХП, приведенная в таблице 2.

Следует отметить, что производство коксового угля в январе 2013 г., то есть за исследуемый период, составило 574305т.

Как видно из таблиц,

Соотношение потребления электроэнергии по основным цехам и производствам к общему электропотреблению на КХП, за январь 2013 г. представлено на рисунке 1.

Из соотношения потребления электроэнергии по основным цехам и производствам к общему потреблению электроэнергии на КХП можно сделать вывод о том, что наиболее энергоемким производством является цех улавливания и переработки химического производства.

Таблица 1. Электропотребление по подразделениям КХП за январь 2013г

Наименование статьи затрат	УПЦ	КЦ	ЦУПХП
	кол-во		
Топливо технологическое	-	-	-
Газ коксовый, тыс. $м^3$	-	54005,88	-
Газ доменный, тыс. $м^3$	-	148803,62	-
Газ природный, тыс. $м^3$	1732,28	-	811,42
Энергетические затраты на технологию	-	-	-
Пар, Гкал	-	36966,18	64045,17
Азот, тыс. $м^3$	-	-	2604
Воздух, тыс. $м^3$	139,33	3134,93	-
Кислород, тыс. $м^3$	-	-	36,46
ХВО, тыс. $м^3$	-	44418,5	5952
Тех. вода, тыс. $м^3$	74,32	278,65	3362,49
Электроэнергия, Вт*ч	3011928,87	4888641,77	15761156,88
ТЭР на ремонты	-	-	-
Кислород, тыс. $м^3$	32,51	107,51	55,74
Воздух, тыс. $м^3$	-	209	-
ТЭР на хознужды	2032995,04	6937706,79	4887731,3
Питьевая вода, тыс. $м^3$	0,34	1,08	1,20
Фекальные стоки, тыс. $м^3$	0,34	1,08	1,20
Пар, Гкал	2804,88	11262,67	7508,45
Горячая вода, тыс. $м^3$	2224,56	4962,48	3764,64
Электроэнергия, Вт*ч	298500	450500	314000
ТЭР на хознужды	300860,5	782188,36	990765,49
Питьевая вода, тыс. $м^3$	0,64	2,18	3,56
Фекальные стоки , тыс. $м^3$	0,64	2,18	3,56
Горячая вода, тыс. $м^3$	1026,72	2224,56	2823,48
Электроэнергия, Вт*ч	16000	25000	11000

Таблица 2 - Данные по электропотреблению за январь 2013 г.

№	Цехи и производства	Потребление эл/эн, ГДж	Потребление эл/эн, кВт*ч	Выработка и реализация эл/эн, ГДж	Удельный вес эл/эн по осн. подразделениям КХП, %
1	УПЦ	11975,15	3326,43	-	13,43
2	КЦ	19310,9	5364,14	-	21,65
3	ЦУПХП	57910,18	16086,16	-	64,92
Итого		89196,23	24776,73	-	100,00

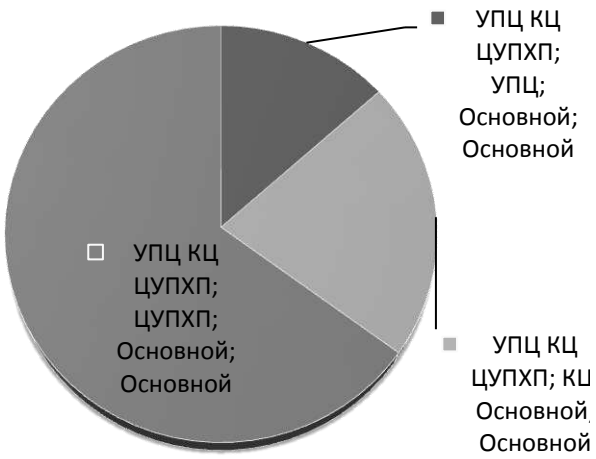


Рис. 1. Соотношение потребления электрической энергии по основным цехам и производствам к общему потреблению электрической энергии на КХП, за январь 2013 года

Однако, доля потребления электроэнергии соизмерима с потреблением других энергоресурсов. Поэтому при разработке мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности производства, необходимо учитывать возможности рационального использования технологического топлива и других энергоносителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Б.И. Заславец, А.Н. Шеметов, О.Л. Назарова Энергосбережение в металлургическом производстве // Электронное учебное пособие. - Дата регистрации 14.03.2013, № свидетельства, Г.Р. 0321300045

2. Ламакин Г.Н. Основы менеджмента в электроэнергетике. // Учебное пособие. Ч.1. 1-е изд. Тверь: ТГТУ, 2006. 208 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ В ГИБРИДНОМ МОДЕЛИРУЮЩЕМ КОМПЛЕКСЕ

М.В. Андреев, А.С. Гусев, В.А. Сулайманова
ФГАОУ ВО НИ ТПУ, Энергетический институт, кафедра «Электроэнергетические системы»

Проблема анализа и исследования сложных, динамических, многопараметрических и жестких систем является актуальной и в настоящее время. Для электроэнергетических систем (ЭЭС), которые относятся к таким системам, она является еще более сложно разрешимой ввиду их непрерывных изменений и дополнений современными устройствами FACTS, возобновляемыми источниками и т.д.

Наиболее эффективным способом решения обозначенной проблемы является математическое моделирование. Это особенное справедливо для ЭЭС, ввиду отсутствия

возможности проведения экспериментов на реальных объектах. Физические же модели не позволяют исследовать весь спектр режимов, а именно – короткие замыкания и другие виды повреждений.

В рамках решения проблемы полного и достоверного анализа ЭЭС возникает множество важных практических задач. Одна из таких задач, которая является очень сложной и актуальной сегодня – это адекватная правильная настройка автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). Эффективность ее решения оказывает огромное влияние на устойчивость работы синхронных электрических машин и энергосистемы в целом.

Эффективность решения обозначенной задачи в значительной степени определяется адекватностью и полнотой используемых математических моделей всего значимого основного и вспомогательного оборудования ЭЭС, в том числе и самих АРВ. Данное обстоятельство связано с тем, что правильная настройка регуляторов возможна лишь при воссоздании условий максимально близких к реальным условиям их работы, что выполнимо только при минимальных упрощениях и эквивалентировании схемы ЭЭС.

Разработанный в Томском политехническом университете Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) удовлетворяет всем названным выше требованиям и представляет собой уникальный инструмент, который позволяет решить задачу правильной настройки АРВ.

ВМК РВ ЭЭС [1 – 3] представляет собой параллельную, многопроцессорную, программно-техническую систему реального времени гибридного типа. Он объединяет в себе адаптируемую совокупность специализированных гибридных процессоров (СГП) всех элементов моделируемой схемы ЭЭС и информационно-управляющую систему.

В рамках данной статьи нет возможности представить полное описание СГП всех элементов ЭЭС. По этой причине ниже представлена информация по построению гибридной модели электрических машин (ЭМ) [4 – 6].

В сопроцессорах СГП воспроизводится полная система уравнений Парка-Горева повышенной точности, уравнения формирования трехфазной системы a, b, c и взаимного преобразования переменных систем d, q и a, b, c ($d,q \leftrightarrow a, b, c$). Повышение точности достигается за счет увеличения числа моделируемых демпферных контуров и учета частотной зависимости их параметров. Учет трех демпферных контуров по оси d и четырех демпферных контуров по оси q обеспечивает практически во всех случаях необходимую достоверность моделирования реального спектра процессов ЭМ.

Кроме того обозначенная система уравнений дополняется дифференциальным уравнением движения ротора, дифференциальными уравнениями описания процессов в возбудителе и каналах регулирования АРВ системы возбуждения, а также дифференциальными уравнениями, воспроизводящими процессы в первичном двигателе: турбине, котлоагрегате для паровых турбин и их системах регулирования. Помимо этого в модели ЭМ учтена нелинейность намагничивания стали ротора. В модели учтена зависимость роторных контуров ЭМ от частоты.

Поскольку наряду с внедряемыми в настоящее время микропроцессорными АРВ и системами возбуждения с современными управляемыми полупроводниковыми преобразователями, в эксплуатации еще длительное время будут находиться различные виды и типы ранее созданных систем возбуждения и АРВ, необходимым и целесообразным является наличие библиотеки адекватных математических моделей существующих систем возбуждения и АРВ [4 – 6]. Модель АРВ реализуется в виде программного кода микроконтроллера в сопроцессоре СГП.

На рисунках 3 и 4 представлены структурные схемы математических моделей систем возбуждения с АРВ, которые реализованы в ВМК РВ ЭЭС. Также в комплекс заложены модели системы возбуждения с различными видами автоматического регулятора возбуждения сильного действия и системы возбуждения с различными модификациями полупроводникового автоматического регулятора возбуждения сильного действия. Кроме того в ВМК РВ ЭЭС заложена специально разработанная система автоматического

проектирования, которая позволяет синтезировать в микропроцессорном узле любые другие математические модели потенциально возможных систем возбуждения и АРВ.

Основным функциональным отличием данных систем возбуждения и АРВ (рисунки 3 и 4), а соответственно их математической модели, является наличие жесткой и гибкой обратной связи по току возбуждения I_f.

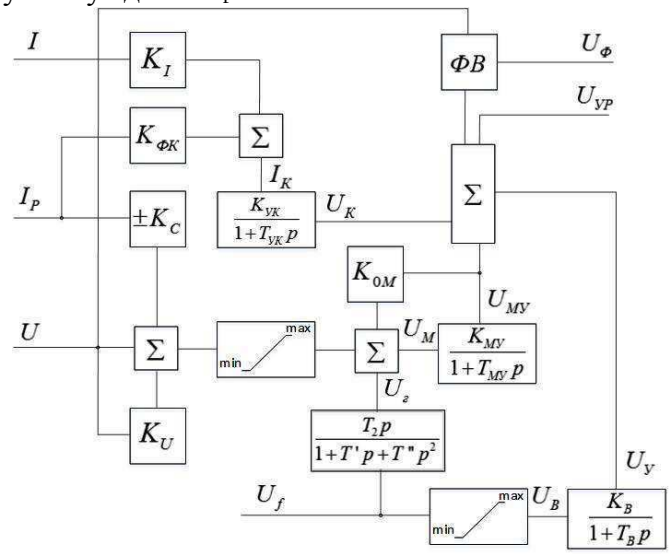


Рис. 3. Структурная схема математической модели систем возбуждения с различными видами автоматического компаундирования и электромагнитным корректором напряжения

На рисунках 3 и 4: K_I – коэффициент компаундирования по полному току статора I, $K_{ФК}$ – коэффициент фазового компаундирования, определяющий акцентное регулирование по реактивному току статора I_P, K_C – коэффициент статизма корректора напряжения статора U, K_U – коэффициент уставки напряжения статора U, K_{0M} – коэффициент обратной связи магнитного усилителя, ФВ – различные виды форсировки и расфорсировки возбуждения, $U_Ф$ – задание уставок релейной форсировки возбуждения, $U_{УР}$ – задание уставок и регулирование возбуждения по каналу ручного управления; K_B – коэффициент жесткой обратной связи по отклонению тока возбуждения $I_{f\Delta}$.

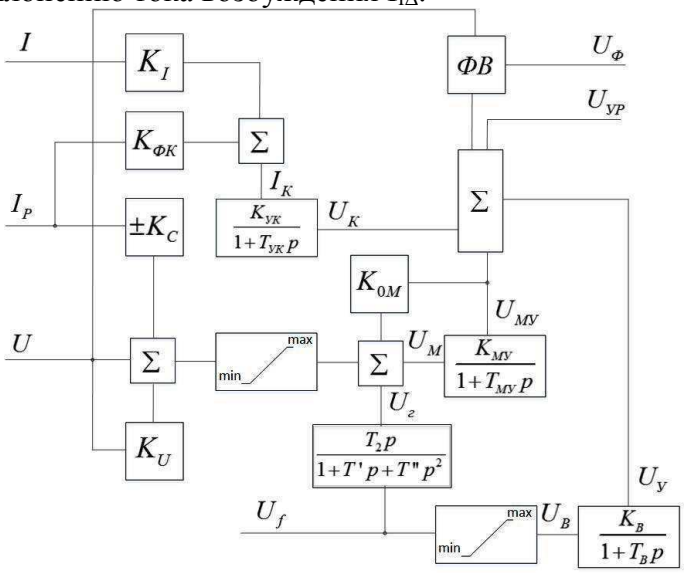
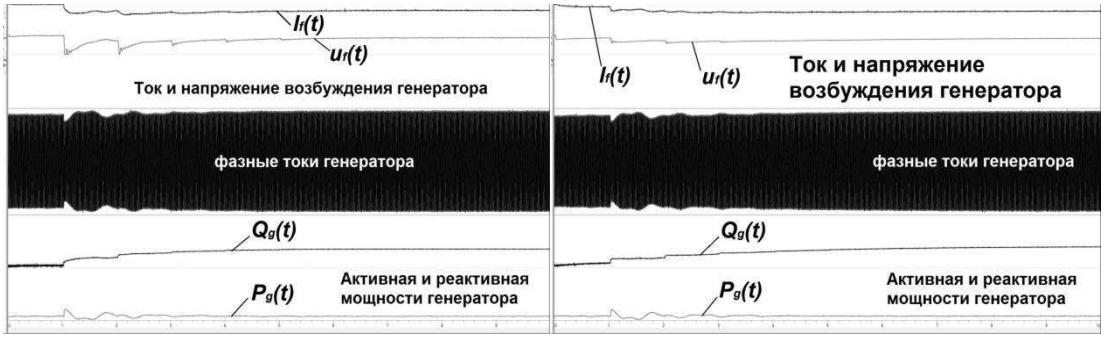


Рис. 4. Структурная схема математической модели высокочастотных систем возбуждения с различными видами автоматического регулирования возбуждения

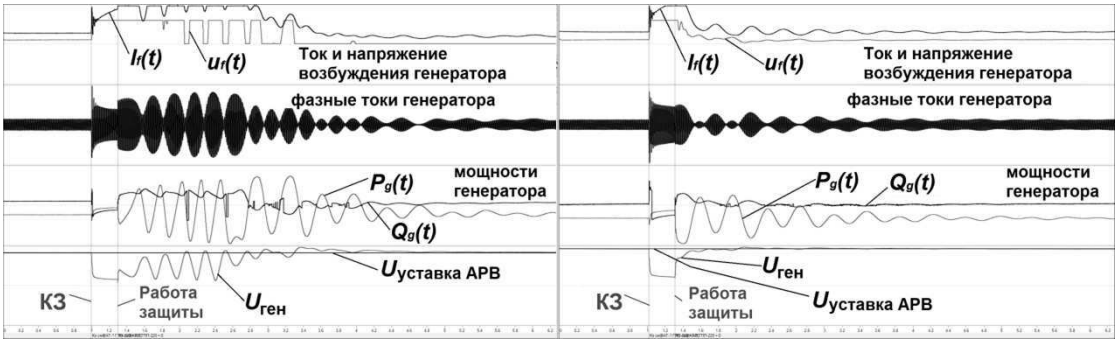
Для тепловой электростанции города Северск Томской области с использованием ВМК РВ ЭЭС выполнена предварительная пуско-наладка и оптимальная настройка модернизированной станции возбуждения с гибридным АРВ и микропроцессорной системой

управления, защиты и сигнализации. Фрагменты исследований приведены на рисунках 5 и 6. Настроенные АРВ необходимо было проверить на всем спектре нормальных и аварийных режимов их работы. Подобные исследования уже проводились в Якутской энергосистеме [6].



а) б)

Рис. 5. Исследования АРВ при постепенном уменшении нагрузки (во всех фазах) на шинах 10 кВ ПС ГПП-220: а) настройки были заданы в соответствии с приблизительными расчетами и рекомендациями производителя; б) настройки скорректированы после ряда исследований на ВМК РВ ЭЭС



а) б)

Рис. 6. Исследования АРВ при трехфазом КЗ на одной из нагрузок на шинах 10 кВ ПС ГПП-220: а) настройки были заданы в соответствии с приблизительными расчетами и рекомендациями производителя; б) настройки скорректированы после ряда исследований на ВМК РВ ЭЭС

Очевидно, что первоначальная настройка АРВ была не оптимальной. Об этом свидетельствуют сильные колебания и резкие перепады электрических параметров на выходе электрической машины, а также тока и напряжений возбуждения. Сгладить эти колебания удалось коррекцией настроек системы АРВ. Данная коррекция осуществлена на основании многочисленных исследований работы генератора и системы в целом при всевозможных нормальных и аварийных режимах. В данной работе приведена самая малая их часть.

В заключении хочется подчеркнуть, что ВМК РВ ЭЭС благодаря своим уникальным свойствам и возможностям позволяет получать полную и достоверную информацию о любых процессах и режимах в ЭЭС. Эти данные могут быть использованы для широкого спектра задач в электроэнергетике. Это относится и к самым сложным задачам. Доказательством этому служат исследования, проведенные в Томской ЭЭС по настройке АРВ, фрагменты которых представлены в данной статье. В России ВМК РВ ЭЭС аналогов не имеет.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука» 2.1318.2014 «Разработка и исследование гибридного моделирующего комплекса энергосистемы с активно-адаптивной сетью».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гусев, А. С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем.// Известия Вузов. Проблемы энергетики. 2008. № 9.10/1. С. 164–170.
2. Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О. Принципы построения средств всережимного моделирования в реальном времени энергосистем // Электричество. – 2012. – № 6 – С. 10-13.
3. Боровиков Ю.С., Прохоров А.В., Сулайманов А.О. Всережимный моделирующий комплекс реального времени и его использование для решения задач управления в ИЭС ААС // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – №01(06). – С. 54-59.
4. Гусев А.С., Свечкарев С.В. Модельные генераторы и двигатели гибридного моделирующего комплекса ЭЭС // Энергетика: экология, надежность, безопасность: Тез. докл. всеросс. научн.-техн. сем. Томск: изд-во ТПУ, 1994. С.16.
5. Вайнштейн Р.А., Гусев А.С., Свечкарев С.В. Комбинированная модель синхронной машины // Процессы и режимы электрических систем. Томск: изд-во ТПИ, 1990. С112-118.
6. Гусев А.С., Зарубин А.С., Странгуль О.Н. Гибридная модель Якутской энергосистемы для настройки АРВ генераторов Мирнинской ГРЭС // Микропроцессорные системы контроля и управления: Тез. докл. Сибирской научн.-техн. конф. Новосибирск, 1992. С.85-87.

Научный руководитель: А.С.Гусев, д.т.н., доцент, профессор кафедры «Электроэнергетические системы», Энергетический институт ТПУ.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ ДЛЯ РАСЧЁТА БАЛАНСОВОЙ НАДЁЖНОСТИ

Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный
ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы», ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет

Введение

Разработка и анализ балансов мощности, оценка целесообразного уровня резервирования генерирующих мощностей и исследования балансовой надёжности являются актуальными задачами планирования развития электроэнергетических систем (ЭЭС). Балансовая надёжность определяется как способность ЭЭС обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов ЭЭС, а также ограничений на поставку энергоресурсов.

В настоящее время в связи с ростом потребления электроэнергии, необходимостью замены и реконструкции оборудования электростанций и электрических сетей исследования балансовой надёжности становятся актуальными, прежде всего с позиций обоснования строительства энергетических объектов, а также обоснования необходимых уровней резервирования. Решаемые при этом задачи оценки показателей балансовой надёжности для вариантов развития ЭЭС и расчёта необходимого резерва мощности обладают высокой вычислительной трудоёмкостью и требуют применения специальных моделей и методов, обеспечивающих приемлемые затраты на получение решения и точность оценок искомых величин.

Методы расчёта показателей балансовой надёжности к настоящему времени в значительной степени проработаны и реализованы в ряде отечественных и зарубежных

программных комплексов (GEMARS, Орион и др.), однако их применение требует разработки специальных расчётных моделей исследуемых ЭЭС, что представляет собой самостоятельную сложную задачу [1]. Данная работа посвящена разработке метода построения расчётных моделей ЭЭС для определения показателей балансовой надёжности, который позволяет получать требуемые параметры расчётной модели на основе электрических моделей ЭЭС в формате ПК «RastrWin».

Модели расчёта балансовой надёжности

Балансовая надёжность ЭЭС определяется её способностью обеспечивать спрос на электроэнергию со стороны потребителей. Уровень балансовой надёжности определяется на основе показателей, характеризующих вероятность возникновения дефицита мощности в ЭЭС. В отечественной практике для оценки и сравнения уровней балансовой надёжности используется величина интегральной вероятности J отсутствия дефицита мощности (вероятность бездефицитной работы, которая определяется как относительная продолжительность бездефицитной работы ЭЭС).

Факторами, влияющими на показатели балансовой надёжности, являются состав и аварийность генерирующего оборудования, состояние нагрузок в ЭЭС и ограничения на передачу мощности (сетевые ограничения). В простейшем случае, при отсутствии сетевых ограничений, рассматривается концентрированная ЭЭС, вероятность дефицита мощности в которой определяется посредством сложения рядов распределения вероятностей генерации и потребления [2].

При необходимости учёта сетевых ограничений рассматривается многоузловая модель ЭЭС. Учёт сетевых ограничений в практике исследований балансовой надёжности осуществляется путём разбиения ЭЭС на концентрированные подсистемы (зоны надёжности), внутри которых сетевые ограничения отсутствуют (либо не учитываются). Зоны надёжности в соответствии со структурой сети соединяются между собой единичными связями, по каждой из которых рассчитываются ограничения на передачу мощности в соответствии с ограничениями в реальной сети. Пример расчётной модели многоузловой ЭЭС приведён на рисунке 1. С использованием данной модели оценивается вероятность дефицита мощности в каждой зоне, что при большом их количестве и сложной структуре связей становится весьма трудоёмкой задачей, поэтому число зон надёжности в расчётной модели должно быть по возможности минимальным.

Определение количества и состава зон и допустимых перетоков между ними на основе электрической модели ЭЭС и реальных сетевых ограничений представляет определённые трудности. В отличие от расчёта показателей балансовой надёжности, различные методы которого реализованы для многоузловых ЭЭС, задача построения расчётной модели не формализована. Анализ зарубежного опыта показывает, что во многих ЭЭС зоны надёжности либо сложились уже исторически из опыта расчётов и эксплуатации, либо определяются по не вполне формализованным критериям. Формально зоны надёжности должны соответствовать районам ЭЭС, внутри которых не ограничен переток мощности, однако, количество таких зон будет определяться количеством учитываемых сетевых ограничений и при высокой детализации исходной модели ЭЭС может быть весьма велико.

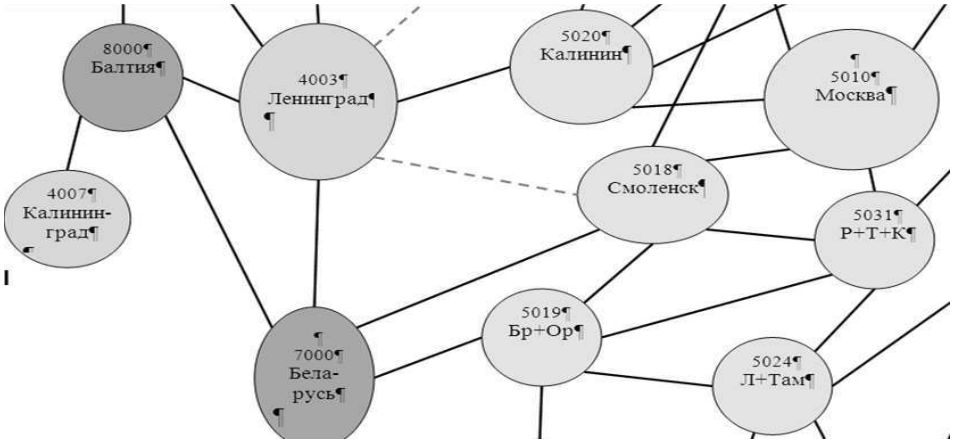


Рис. 1. Пример расчётной модели многоузловой ЭЭС

Построение расчётных моделей энергосистем

Рассмотрим задачу построения расчётной модели многоузловой ЭЭС. В качестве исходной информации в задаче принимается цифровая расчётная электрическая модель ЭЭС, которая включает в себя: топологию сети, параметры сетевых элементов, значения потребления мощности в узлах, перечень генерирующего оборудования по узлам ЭЭС с данными о располагаемой мощности каждого агрегата (блока) и вероятности аварийного состояния, перечень и состав контролируемых сечений с указанием величин максимально допустимых перетоков (МДП).

В результате решения задачи должны быть определены границы зон надёжности, связи между ними и их пропускная способность. Зоны надёжности представляют собой группы узлов ЭЭС, составляющих концентрированную подсистему, с неограниченными возможностями взаимного резервирования.

Расчёт распределения потоков активных мощностей в ЭЭС может быть сведён к решению системы линейных уравнений [3]:

$$\mathbf{B\Theta = P}, \qquad (1)$$

где B – n×nматрица узловых проводимостей, Θ и P – соответственно векторы фазовых углов напряжений и активных мощностей узлов.

Важнейшим преимуществом линейной модели (1) является справедливость принципа наложения. Применение принципа наложения позволяет представить активную мощность $\overleftrightarrow{P}_v$, передаваемую по некоторой ветви v, $v = \overline{1,V}$, V – общее число ветвей ЭЭС, в виде линейной зависимости от мощности узлов ЭЭС:

$$\overleftrightarrow{P}_v = k_{v,1} \cdot P_1 + k_{v,2} \cdot P_2 + ... + k_{v,i} \cdot P_i + ... + k_{v,N} \cdot P_N = \sum_{i=1}^{i=N} k_{v,i} \cdot P_i, \qquad (2)$$

где P_i – мощность i-того узла, $i = \overline{1,N}$, N – общее число узлов ЭЭС, $k_{v,i}$ – вещественные коэффициенты, подлежащие определению. Мощность P_i определяется как разность генерации и потребления мощности в узле i:

Коэффициенты $k_{v,i}$, входящие в (2), определяются в соответствии с выражением:

$$\mathbf{K = B_v A^T B^{-1}},$$

где $\mathbf{B_v}$ – диагональная матрица $V \times V$ реактивных проводимостей ветвей ЭЭС, **A** – матрица инцидентности.

Зависимость потока мощности по некоторому сечению s ($s = \overline{1,S}$ S – общее число контролируемых сечений в ЭЭС) может быть также представлена в линейной форме, так как поток мощности $\overleftrightarrow{P}_S$ через сечение s определяется как сумма потоков мощности по ветвям v_s,

входящим в данное сечение. Потоки мощности по ветвям являются линейными функциями мощностей узлов (2), любая их линейная комбинация также представляет собой линейную зависимость. Коэффициенты $k_{s,i}$ зависимости для $\overleftrightarrow{P}_s$ определяются сложением соответствующих коэффициентов зависимостей для ветвей, входящих в сечение s:

$$\overleftrightarrow{P}_s = k_{s,1} \cdot P_1 + k_{s,2} \cdot P_2 + ... + k_{s,i} \cdot P_i + ... + k_{s,N} \cdot P_N = \sum_{i=1}^{i=N} \sum_{v \in v_s} k_{v,i} \cdot P_i . \quad (3)$$

Зависимости (3) позволяют определять потоки мощности по контролируемым сечениям ЭЭС в зависимости от мощностей узлов и сопоставлять текущие величины потоков мощности с максимально допустимыми значениями $\overleftrightarrow{P}_{МДП\,s}$, $s = \overline{1,S}$.

Построение модели ЭЭС для расчёта балансовой надёжности целесообразно проводить в два этапа. На первом этапе необходимо определить активные ограничения, то есть из заданного перечня контролируемых сечений выбрать такие, которые с учётом их МДП действительно обусловливают ограничения на передачу мощности в различных балансовых ситуациях. На втором этапе с учётом выбранных активных ограничений формируются зоны надёжности.

Для определения возможности превышения МДП необходимо, используя значения $k_{s,i}$, выявить наиболее тяжелое для каждого сечения состояние ЭЭС, характеризующееся, главным образом, определённым сочетанием отказов генерирующего оборудования, и определить возможность превышения МДП для данного сечения. При этом необходимо учесть ряд факторов: максимальное потребление мощности в ЭЭС и его распределение по узлам и районам, вероятность возникновения различных балансовых ситуаций, ограничения на перетоки мощности по другим контролируемым сечениям, возможность мероприятий по вводу режима в допустимую область и устранения перегрузок. Указанные ограничения с использованием (3) могут быть сведены к системе линейных неравенств. Таким образом, задача определения наиболее тяжелого состояния для каждого сечения сводится к задаче линейного программирования, методы решения которой известны. На основании выполненных расчётов определяется возможность превышения МДП в каждом из контролируемых сечений и, соответственно, необходимость его учёта в качестве активного ограничения при проведении дальнейших расчётов.

После определения активных сетевых ограничений необходимо сформировать зоны надёжности. Для этого также может быть использована система уравнений (3), записанная только для активных ограничений. Из условий формирования зон надёжности следует, что изменение передачи мощности между узлами одной зоны не должно влиять на переток мощности по активным сечениям. Отсюда условие включения двух узлов i,j в одну зону надежности g может быть записано в виде:

$$i, j \in g \text{ if } \forall s: k_{s,i} = k_{s,j} . \quad (4)$$

Таким образом, после выбора активных ограничений определение состава зон надёжности сводится к анализу коэффициентов $k_{s,i}$ для соответствующих узлов и сечений. Определённые по условию (4) группы узлов и будут являться зонами надёжности, при этом переменные P_i в (3), соответствующие узлам одной зоны, очевидно, могут быть сгруппированы. Тогда система уравнений (4) может быть представлена в матричном виде $\overleftrightarrow{\mathbf{P}}_s = \mathbf{K}_{g\text{-}s}\mathbf{P}_g$, где $\overleftrightarrow{\mathbf{P}}_s$ и $\mathbf{P}_g$ – векторы потоков мощностей по сечениям и мощностей зон (разность генерации и потребления по зонам), $\mathbf{K}_{g\text{-}s}$ – массив коэффициентов зависимостей потоков мощности от мощностей зон (матрица сетевых коэффициентов), составленная из

соответствующих $k_{s,i}$. В соответствии с условием $\overleftrightarrow{\mathbf{P}}_S \le \overleftrightarrow{\mathbf{P}}_{\text{мдп}}$, где $\overleftrightarrow{\mathbf{P}}_{\text{мдп}}$ – вектор максимально допустимых перетоков мощности по сечениям, может быть записана система неравенств:

$$\mathbf{K}_{g\text{-}s}\mathbf{P}_g \le \overleftrightarrow{\mathbf{P}}_{\text{мдп}}. \qquad (5)$$

Система неравенств (5) описывает ограничения на передачу мощности между зонами надёжности многоузловой ЭЭС. Текущие значения мощностей зон должны удовлетворять (5). Таким образом, искомое решение задачи разбиения на зоны надёжности и построения расчётной модели ЭЭС получено: определены зоны надёжности и группы узлов, входящие в них, а также определены ограничения на передачу мощности между зонами, записанные в форме системы неравенств (5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен разработанный метод построения моделей ЭЭС для расчёта показателей балансовой надёжности. Тестирование метода проводилось с использованием цифровых моделей ОЭС Востока и ОЭС Урала. Преимуществом предлагаемого метода является формализация построения зон надёжности. Смысл получаемого деления ЭЭС на зоны надёжности в контексте задач балансовой надёжности заключается в том, что внутри каждой зоны вероятность дефицита мощности или значения других показателей надёжности будут одинаковы для всех узлов зоны, что обусловлено отсутствием каких-либо ограничений на передачу мощности внутри зоны. Соответственно, далее расчёты показателей балансовой надёжности могут проводиться по зонам надёжности с использованием специализированных программных комплексов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар, Коми научный центр УрО РАН, 2014. 207 с.

2. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981. 322 с.

3. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем // Электротехника. 2013. №2. С.21-29.

Научный руководитель: Н.В. Коровкин, д.т.н, профессор, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники» ИЭиТС СПбПУ.

УПРАВЛЯЕМОЕ УСТРОЙСТВО ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

А.А.Комухов

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина.

В настоящее время одним из путей повышения пропускной способности электропередачи сверх высокого напряжения и улучшения устойчивости электроэнергетических систем, является применение управляемых устройств продольной компенсации (УПК). Регулирование степени компенсации УПК повышает эффективность применения этих устройств [1,2]. Среди известных устройств обеспечивающих возможность регулирования потока мощности в линиях электропередачи наибольшее применение в мире к настоящему времени нашли тиристорные устройства продольной компенсации (ТУПК). Эти устройства работают на основе схемы, предусматривающей регулирование тока в реакторе с помощью встречно – параллельно включенных тиристоров, получившей в

англоязычной литературе название ThyristorControlledSeriesCompensator (TCSC). Применение этих устройств требует решения вопроса синтеза закона управления ими. Закон управления регулируемого устройства должен удовлетворять требованиям обеспечения необходимых уровней параметров режима системы, при разных значениях перетока мощности через линию, т. е. степень компенсации УПК должна возрастать с ростом передаваемой мощности и наоборот. Для расчета и анализа режимов электроэнергетической системы с УПК рассматриваемого типа необходимо иметь аналитическую зависимость достаточно близкую к реально возможным характеристикам сопротивления управляемой емкости и, в тоже время, достаточно простую для анализа и выявления влияния зависимости сопротивления управляемой емкости на режимы исследуемой электроэнергетической системы (ЭЭС). Исследуемая электроэнергетическая система изображена на рисунке 1.

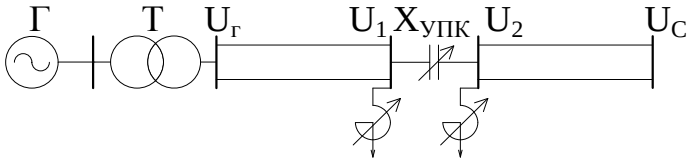


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Для решения этой задачи ранее была предложена следующая форма функциональной зависимости сопротивления управляемой емкости от тока [3]:

$$X_{\text{упк}}(I) = \frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I)} \qquad (1)$$

Здесь I – ток через УПК, кА, $X_{\text{упк}}(I)$– сопротивление УПК, Ом, $\omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f$, где f– частота переменного тока, Гц; К1, К2—коэффициенты, характеризующие зависимость $X_{\text{упк}}(I)$, определение которых является первоочередной задачей при проведении расчетов.

Предложенная форма представления сопротивления управляемой емкости является достаточно простой, имеет несложное выражение производной по току и, с другой стороны, является нелинейной функцией, для которой крутизна в различных точках может легко изменяться с помощью изменения соответствующего коэффициента, то есть вполне удовлетворяет практическим и расчетным требованиям. Упрощенная схема участка линии электропередачи с устройством продольной компенсации с тиристорным управлением изображена на рисунке 2.

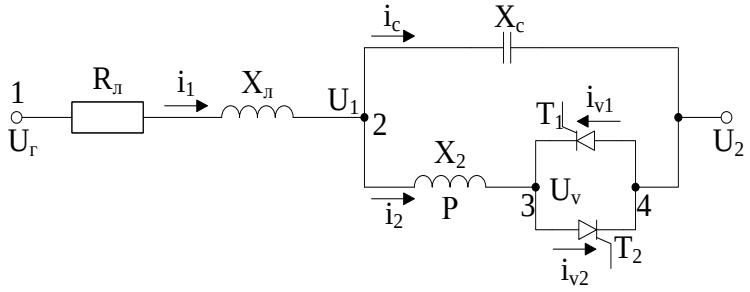


Рис. 2. Схема замещения линии с ТУПК

На схеме P – реактор; Т1, Т2 – 1-ый и 2-ой тиристоры соответственно; U_V -U_2 – напряжение на вентильной фазе; U_1-U_2 – фазное напряжение УПК ; $R_Л$ – активное сопротивление ЛЭП; $X_Л$ – индуктивное сопротивление ЛЭП; X_2 – индуктивное сопротивление реактора; X_C – емкостное сопротивление батареи конденсаторов; i_1 – фазный ток ЛЭП; i_C – фазный ток батареи конденсаторов; i_{V1} ,i_{V2} – фазный ток 1-го и 2-го тиристора соответственно; i_2- ток через тиристорную группу.

Для выбора параметров основного оборудования компенсатора и получения закона управления этим устройством необходимо получить функциональную зависимость между эквивалентным сопротивлением УПК и углом отпирания тиристоров α. Для решения этой задачи рассмотрен участок схемы замещения между точками 2 и 4. Мгновенные значения

тока, протекающего через тиристорную группу, и напряжения между точками 2 и 4 изображены на рисунке 3.

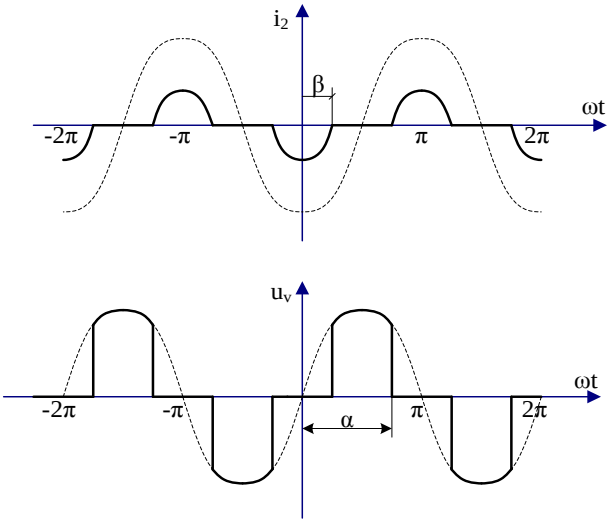


Рис. 3. Кривые токов и напряжений на участке 2-4

Разложение кривых тока и напряжения на вентилях в ряд Фурье дает значение амплитуд гармоник тока и напряжений. Имея выражения для напряжения на вентильной фазе и тока, протекающего через нее, можно представить вентильную фазу в виде эквивалентного сопротивления. Учитывая параллельно соединенный конденсатор, для первой гармоники получим:

$$Z_{\text{упк}}(\alpha) = -j \cdot \frac{\pi \cdot X_2 \cdot X_c}{\pi \cdot X_2 - 2 \cdot \pi \cdot X_c + 2 \cdot \alpha \cdot X_c - X_c \cdot \sin(2 \cdot \alpha)} \qquad (2)$$

Угол α изменяется от $\frac{\pi}{2}$ до π. При $\alpha = \frac{\pi}{2}$ тиристоры полностью открыты, эквивалентное сопротивление УУПК будет равно:

$$Z_{\text{упк}} = \frac{-j \cdot X_c \cdot j \cdot X_2}{-j \cdot X_c + j \cdot X_2} \qquad (3)$$

При $\alpha = \pi$, тиристоры закрыты. В этом случае:

$$Z_{\text{упк}} = -j \cdot X_c \qquad (4)$$

Из выражения (3) видно, что при $X_2 > X_C$, $Z_{\text{упк}}$ будет носить емкостный характер. Чем ближе к единице соотношение $\frac{X_2}{X_c}$, тем больше диапазон изменения $Z_{\text{упк}}$, но больше вероятность возникновения резонансных явлений.

Для проверки полученных результатов были проведены расчеты с применением программного комплекса MATLAB. Математическая модель ТУПК представлена на рисунке 4.

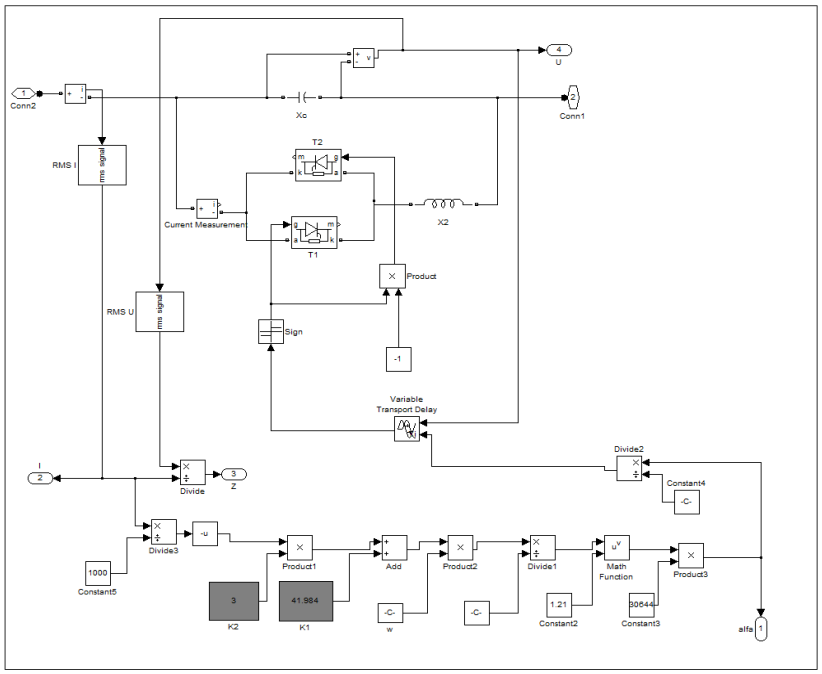


Рис. 4. Модель УПК с тиристорным управлением

На рисунке 5 изображены результаты расчета зависимости эквивалентного сопротивления ТУПК от угла отпирания тиристоров α. Емкость конденсатора в схеме принята равной С= 40 мкФ, индуктивность L= 0,7 Гн. Выбор данных параметров позволяет изменять степень компенсации от 20% до 50%.

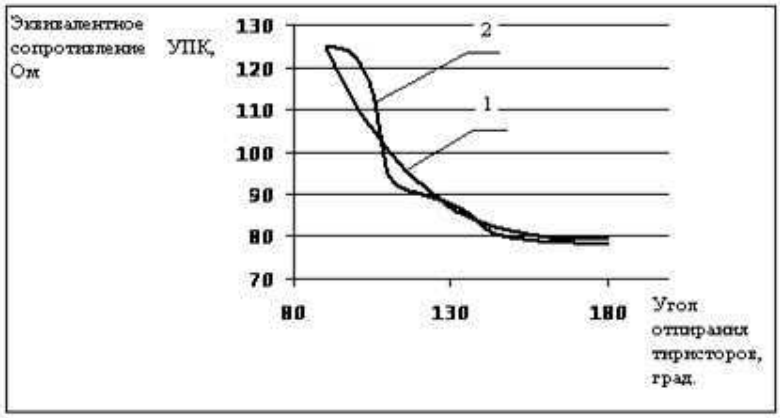


Рис. 5. Зависимость эквивалентного сопротивления УПК от угла отпирания тиристоров

На рисунке 5: 1 – зависимость, полученная из выражения (2), 2- зависимость, полученная с использованием програмного комплекса MATLAB.

Результаты немного отличаются, так как в выражении (2) не учитываются высшие гармоники, создаваемые тиристорами.

Для регулирования степени компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП за счет изменения угла отпирания тиристоров α необходимо получить зависимость $\alpha(I)$, благодаря которой будет осуществляться закон регулирования согласно выражению (1). Имея зависимость $X_{\text{упк}}(\alpha)$ и используя метод наименьших квадратов, при конкретных значениях емкости и индуктивности в схеме было получено следующее выражение:

$$\alpha\left(X_{\text{упк}}\right) = 30644 \cdot {X_{\text{упк}}}^{-1,21} \qquad (5)$$

Подставляя выражение (1) в (5) был получен закон регулирования угла отпирания тиристоров в зависимости от протекающего тока:

$$\alpha(I) = 30644 \cdot \left(\frac{314 \cdot (K1 - K2 \cdot I)}{10^6}\right)^{1,21} \qquad (6)$$

На рисунке 6 изображены зависимости $X_{упк}(I)$, где кривая 1 – изменение $X_{упк}$ по закону (1), кривая 2 – изменение $X_{упк}$ при использовании УПК с тиристорным управлением.

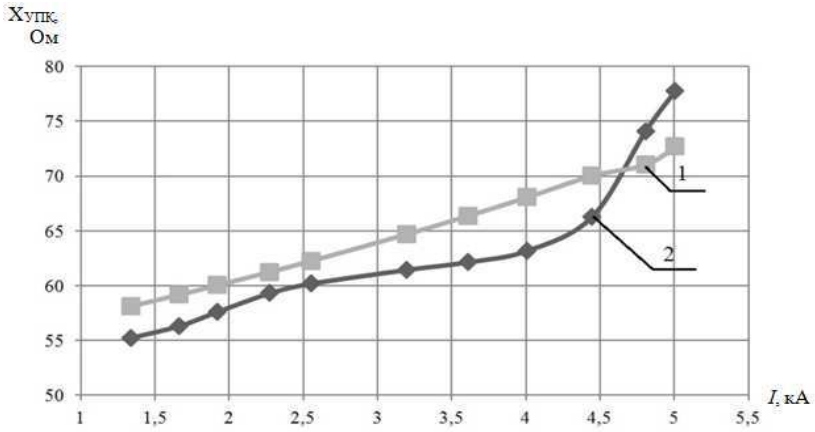


Рис. 6. Зависимость эквивалентного сопротивления от тока при $К_2 = 3$

Небольшое различие кривых связано с вносимыми погрешностями метода наименьших квадратов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Получен закон регулирования УПК с тиристорным управлением, включающий зависимость угла отпирания тиристоров от тока в линии исследуемой электроэнергетической системы. Это позволит в дальнейшем провести исследования с целью формирования требований к параметрам и характеристикам данного устройства, для повышения пропускной способности линии электропередачи сверх высокого напряжения и улучшения устойчивости исследуемой ЭЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Ивакин В.Н., Худяков В.В. Методика расчета установившихся режимов статических компенсаторов реактивной мощности // Электротехника. 1978. №8.

2. Рыжов Ю.П., Мотиэ Бирдженди А. Возможные ограничения при использовании управляемой продольной компенсации в линиях электропередачи 220—500 кВ // Вестник МЭИ.2004.№ 5

3. Голов В.П., Мартиросян А.А. Влияние законов регулирования устройств продольной компенсации на устойчивость электроэнергетической системы // Вестник Ивановского государственного энергетического университета.2003.Выпуск 5.С.41-44.

Научный руководитель: А.А. Мартиросян, к.т.н., доцент кафедры электрических систем ИГЭУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

С.А. Степанов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

В настоящее время для формирования расчетных математических моделей электроэнергетических систем (ЭЭС) в подавляющем большинстве случаев используются паспортные (справочные) данные элементов электрической сети: линий электропередач, трансформаторов, генераторов и т.д. В частности, в схемах замещения трансформаторов и

автотрансформаторов используются параметры, полученные на заводе-изготовителе с помощью опытов короткого замыкания и холостого хода. Результаты экспериментального определения параметров режима в опытах короткого замыкания и холостого хода штатными средствами измерения имеют существенные погрешности из-за значительной несинусоидальности кривых тока и напряжения, что приводит к погрешностям при определении параметров трансформаторов по общепринятым соотношениям. Кроме того их параметры могут претерпевать ощутимые изменения в процессе эксплуатации. Следовательно, указанный подход не обеспечивает должной адекватности полученной математической модели ЭЭС. Оперативная идентификация параметров трансформаторов, наравне с параметрами других элементов сети, обеспечит адаптацию параметров схемы замещения к текущему состоянию электрической сети, позволит исследовать их поведение в различных условиях.

В [1] предложен метод идентификации параметров двухобмоточных трансформаторов на основе выражений, описывающих падение напряжения в трансформаторе в квадратичной форме, без выделения потерь на намагничивание. Применяя данный метод, можно составить аналогичные уравнения для трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора), расчетная схема замещения которого приведена на рисунке 1.

Для этого используем известное выражение для определения напряжения в конце ветви по напряжению и потоку мощности в ее начале. Для ветви схемы замещения, соответствующей обмотке ВН трансформатора, это выражение имеет вид:

$$\mathrm{U}_0 = \mathrm{U}_B - \frac{\mathrm{P}_B^* \mathrm{R}_B + \mathrm{Q}_B^* \mathrm{X}_B}{|\mathrm{U}_B|} - \mathrm{j}\frac{\mathrm{P}_B^* \mathrm{X}_B - \mathrm{Q}_B^* \mathrm{R}_B}{|\mathrm{U}_B|}, \qquad (1)$$

где P_B^*, Q_B^* – потоки мощностей по обмотке ВН с учетом потерь холостого хода:

$$\mathrm{P}_B^* = \mathrm{P}_B - \mathrm{U}_B^2 \mathrm{G}, \quad \mathrm{Q}_B^* = \mathrm{Q}_B - \mathrm{U}_B^2 \mathrm{B}.$$

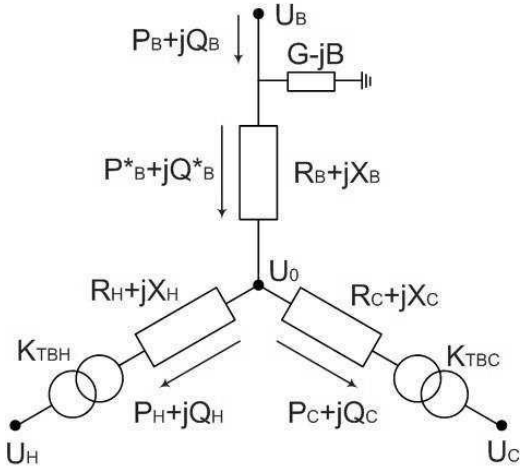


Рис. 1. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Аналогичные выражения можно записать для ветвей, соответствующих обмоткам СН и НН.

Автором в [2] на основании метода, предложенного в [1], были определены расчетные уравнения для трехобмоточного трансформатора в квадратичной форме:

$$\left[\mathrm{U}_B^2 - 2\mathrm{P}_B^* \mathrm{R}_B - 2\mathrm{Q}_B^* \mathrm{X}_B + \hat{\mathrm{I}}_B^2 \mathrm{R}_B^2 + \hat{\mathrm{I}}_B^2 \mathrm{X}_B^2\right] -$$
$$-\hat{\mathrm{I}}_C^2 \mathrm{k}_{TBC}^2 \mathrm{R}_C^2 - \hat{\mathrm{I}}_C^2 \mathrm{k}_{TBC}^2 \mathrm{X}_C^2 - 2\mathrm{P}_C \mathrm{R}_C - 2\mathrm{Q}_C \mathrm{X}_C - \frac{\mathrm{U}_C^2}{\mathrm{k}_{TBC}^2} = 0, \qquad (2)$$

$$\begin{matrix}\left[U_B^2 - 2P_B^* R_B - 2Q_B^* X_B + \hat{I}_B^2 R_B^2 + \hat{I}_B^2 X_B^2\right] - \hat{I}_H^2 k_{TBH}^2 R_H^2 \\ -\hat{I}_H^2 k_{TBH}^2 X_H^2 - 2P_H R_H - 2Q_H X_H - \frac{U_H^2}{k_{TBH}^2} = 0\end{matrix}, \qquad (3)$$

где U_B – напряжение на стороне ВН; U_C – напряжение на стороне СН; U_H – напряжение на стороне НН; k_{TBC}, k_{TBH} – коэффициенты трансформации ВН-СН и ВН-НН; P_C, Q_C, P_H, Q_H – потоки активных и реактивных мощностей в обмотках СН и НН соответственно; R_B, X_B, R_C, X_C, R_H, X_H – активные и реактивные сопротивления обмоток ВН, СН и НН соответственно; G, B – активная и реактивная проводимости; I_B, I_C, I_H – токи в обмотках ВН, СН и НН.

Помимо выражений, основанных на определении параметров трансформаторов через потери напряжения в них, автором в [2] определены уравнения, основанные на выражениях, описывающих потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе, а также основанных на определении разности углов между напряжениями $U_B - U_C$ и $U_B - U_H$.

Потери мощности в каждой из обмоток трансформатора определяются по известным формулам:

$$\Delta P = I^2 R, \ \Delta Q = I^2 X.$$

Считая, что

$$P_B^* - P_C - P_H - \Delta P_B - \Delta P_C - \Delta P_H = 0 \qquad (4)$$

$$Q_B^* - Q_C - Q_H - \Delta Q_B - \Delta Q_C - \Delta Q_H = 0, \qquad (5)$$

получим следующие выражения:

$$P_B^* - P_C - P_H - \hat{I}_B^2 R_B - \hat{I}_C^2 k_{TBC}^2 R_C - \hat{I}_H^2 k_{TBH}^2 R_H = 0, \qquad (6)$$

$$Q_B^* - Q_C - Q_H - \hat{I}_B^2 X_B - \hat{I}_{Ci}^2 k_{TBC}^2 X_C - \hat{I}_{Hi}^2 k_{TBH}^2 X_H = 0. \qquad (7)$$

При наличии устройства PMU [3] на подстанции возникает возможность использовать также уравнения, связанные с определением углов сдвига векторов напряжения по сторонам трехобмоточного трансформатора: δ_{B-C} - угол между векторами $\underline{U}_B$ и $\underline{U}_C$; δ_{B-H} - угол между векторами $\underline{U}_B$ и $\underline{U}_H$. Принимая угол вектора напряжения $\underline{U}_B$ равным 0, указанные углы между напряжениями определим по следующим выражениям, вытекающим из векторной диаграммы, приведенной на рисунке 2:

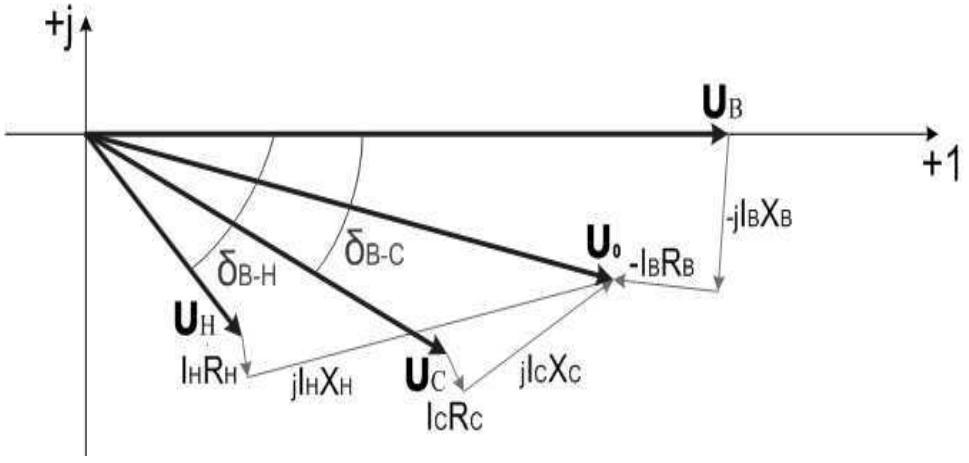


Рис. 2 – Векторная диаграмма напряжений трансформатора

$$\delta_{B-C} = \mathrm{arctg}\left(\frac{-\frac{P_B^* X_B - Q_B^* R_B}{|U_B|}}{U_B - \frac{P_B^* R_B + Q_B^* X_B}{|U_B|}} \right) + \mathrm{arctg}\left(\frac{-\frac{P_C X_C - Q_C R_C}{|U_C / k_{TBC}|}}{|U_C / k_{TBC}| + \frac{P_C R_C + Q_C X_C}{|U_C / k_{TBC}|}} \right), \quad (8)$$

$$\delta_{B-H} = \mathrm{arctg}\left(\frac{-\frac{P_B^* X_B - Q_B^* R_B}{|U_B|}}{U_B - \frac{P_B^* R_B + Q_B^* X_B}{|U_B|}} \right) + \mathrm{arctg}\left(\frac{-\frac{P_H X_H - Q_H R_H}{|U_H / k_{TBH}|}}{|U_H / k_{TBH}| + \frac{P_H R_H + Q_H X_H}{|U_H / k_{TBH}|}} \right), \quad (9)$$

Устройства PMU позволяют получать достоверные, синхронизированные во времени измерения параметров режима, что существенно повысит качество идентификации.

В уравнениях (2),(3), (6)-(9) имеется десять неизвестных параметров модели трансформатора: R_B, X_B, R_C, X_C, R_H, X_H, k_{TBC}, k_{TBH}, G, B, следовательно, для их идентификации по этим уравнениям потребуется сформировать и решить систему из десяти уравнений. При этом предполагается, что параметры трансформатора в период существования этих режимов не изменяются.

При совместном использовании в расчетной модели уравнений, основанных на определении падения напряжения, потерь мощности и разницы углов между векторами напряжений, можно получить систему из двенадцати уравнений с измерениями величин, характеризующих всего два различных режима.

В полученной системе уравнения, описывающие падение напряжения (2)-(3) и разности углов напряжений (8)-(9), являются нелинейными, а выражения, описывающие потери мощности – линейными относительно искомых сопротивлений. Для решения данной системы уравнений можно воспользоваться методом Ньютона. Порядок решения и подходы, применяемые для улучшения сходимости, показаны автором в [2].

Для определения величин допустимых начальных приближений, используемых в решении системы уравнений методом Ньютона, были проведены исследования сходимости итерационного процесса в зависимости от величин начальных приближений.

При отклонении начальных приближений от истинных значений на величину порядка +15% итерационный процесс сходится за 5-6 итераций. Однако уже при отклонении начальных приближений более чем на +20% от истинных значений итерационный процесс расходится.

Пример графика сходимости итерационного процесса по переменным X_B, X_C, X_H приведен на рисунке 3.

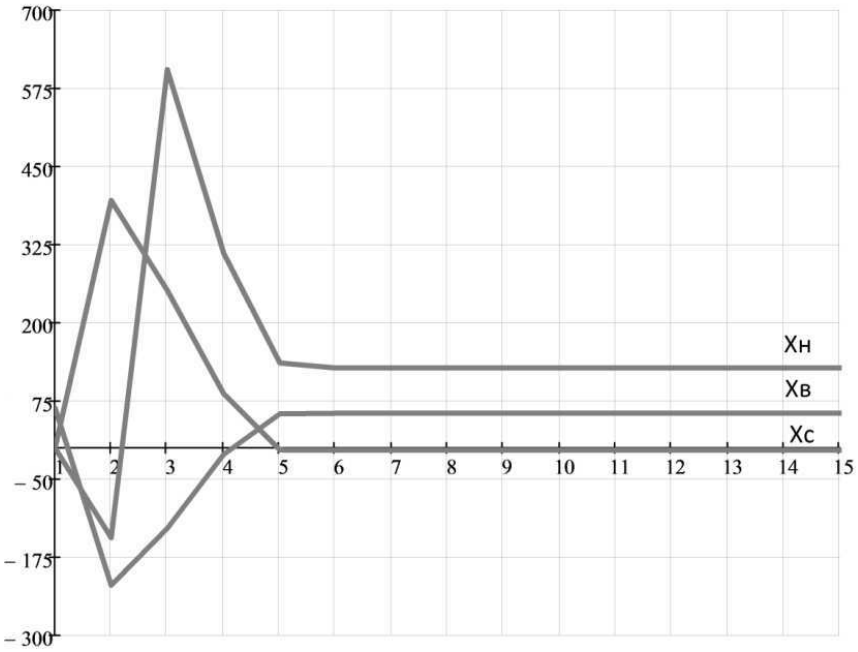


Рис. 3. Графики сходимостей по переменным X_B, X_C, X_H

Поиск нижней границы отклонений начальных приближений от истинных значений показал, что предельной является величина отклонения порядка 65%. В качестве примера на рисунке 4 приведены графики сходимости итерационного процесса при отклонении начальных приближений от истинных значений на -65% для переменных G, B.

Проведенный анализ влияния различных типов расчетных уравнений на погрешность результатов показал, что наилучшей сходимостью обладают уравнения, основанные на определении потерь активных и реактивных мощностей. Системы уравнений, основанные на определении падения напряжения и разницы углов между векторами напряжений, обладают худшей сходимостью, сильнее зависят от выбора начальных приближений и погрешности измерения, но дают лучший результат при небольших величинах погрешностей и отклонений начальных приближений.

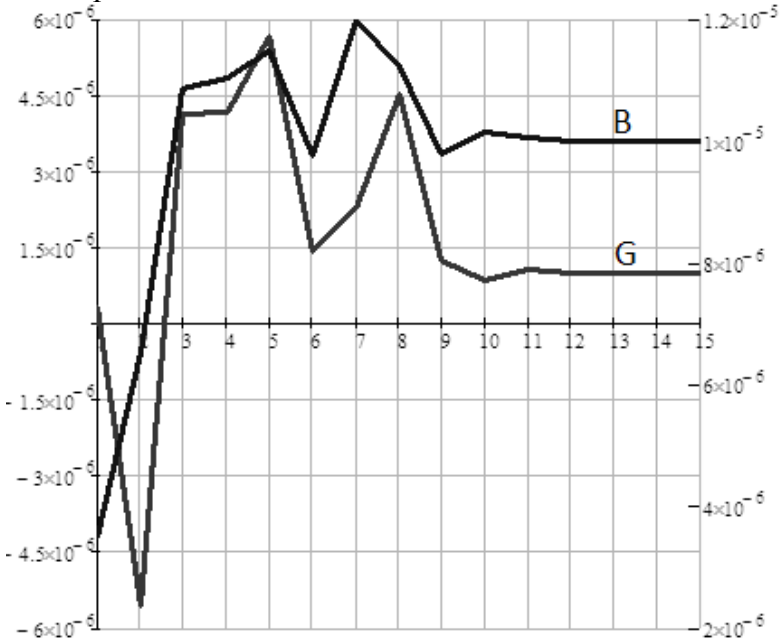


Рис. 4. Графики сходимостей по переменным G, B

Предлагаемая модель позволяет оперативно идентифицировать параметры трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов), в том числе уточнять величины сопротивлений обмоток в зависимости от текущего положения РПН, температуры и т.д.

k

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Бердин А.С., Крючков П.А. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. Екатеринбург: Изд. УГТУ, 2000. 107 с.

2. Кононов Ю.Г., Степанов С.А. Развитие методов оперативной идентификации параметров трехобмоточных трансформаторов // Известия вузов. Электромеханика, 2014. - № 3. - С. 91-93

3. IEEE Standard for Synchrophasors for Power System / IEEE Std. C37.118-2005. NewYork: IEEE, 2006. - 57 p.

РАЗВИТИЕ МЕТОДА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

А.В. Малафеев, Е.С. Ищенко

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

Для расчета установившихся режимов систем промышленного электроснабжения на кафедре электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова разработан и успешно применяется метод последовательного эквивалентирования [1]. Метод позволяет эффективно использовать такую особенность промышленных электрических сетей, как преобладание разомкнутых сетей над замкнутыми, и, как следствие, слабую заполненность матрицы узловых проводимостей. Последняя вызывает проблемы с обеспечением сходимости в большинстве методов решения уравнений состояния.

Как показывает практика расчетов режимов Магнитогорского энергетического узла (МЭУ) рассматриваемым методом, сходимость при учете статических характеристик нагрузки обеспечивается за 3–4 итерации практически во всех режимах. Однако расчетная схема МЭУ (включая две системные подстанции 500/220 кВ и 500/220/110 кВ) имеет всего три узла примыкания к сетям региональной энергосистемы (в данном случае к сетям Южно-Уральского предприятия магистральных электрических сетей МЭС Урала, ЮУПМЭС). Задание их узлами с неизменным напряжением обеспечивает удовлетворительные результаты на уровне 110 кВ и ниже, для сетей же 220 кВ и выше погрешность расчета значительна, в первую очередь это касается транзитных перетоков.

В таких условиях встает задача совместного расчета режима системы электроснабжения и региональной энергосистемы, с которой она связана. Задание в расчет узлов примыкания к соседним энергосистемам при этом встречает определенные трудности, связанные с определением их ЭДС и проводимостей. В настоящей работе предлагается подход, основанный на решении задачи оценивания состояния.

Рассмотрим решение поставленной задачи на примере расчета режима сетей ЮУПМЭС. Упрощенная схема сетей показана на рисунке 1. Представленная схема имеет один замкнутый контур на напряжении 220 кВ, а также пять узлов примыкания на напряжении 500 кВ и два узла примыкания на напряжении 220 кВ. Параметры режима, полученные по результатам телеизмерений, показаны на рисунке 1 темным шрифтом. Расчеты режима выполнялись при помощи программного комплекса КАТРАН, разработанного на кафедре ЭПП [2].

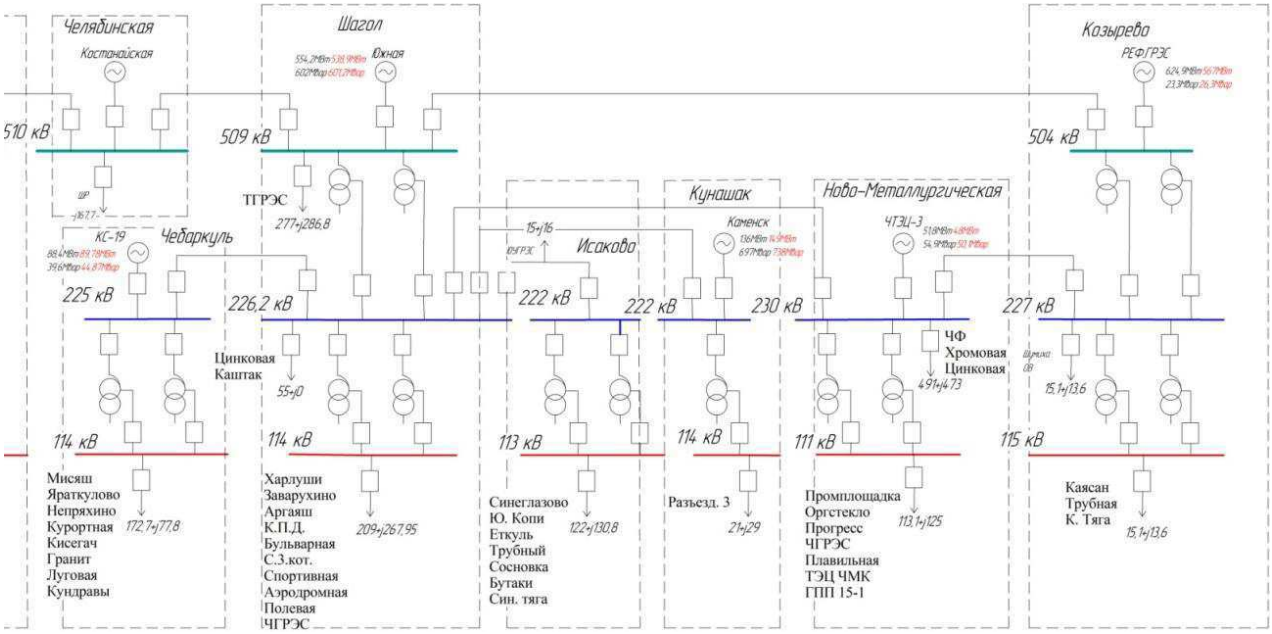


Рис. 1. Участок упрощенной схемы сетей ЮУПМЭС

Как показал анализ объема телеизмерений, полностью наблюдаемыми являются далеко не все объекты, схемы подстанций (ПС) «Шагол», «Козырево», «Исаково», «Кропачево», «Приваловская» являются частично наблюдаемыми. Недостающие параметры режима приведены в таблице 1. Схема Троицкой ГРЭС по отношению к ОИК ЮУПМЭС является полностью ненаблюдаемой.

Таблица 1. Параметры режима в схеме сетей ЮУПМЭС

Наименование подстанции	Измеряемые параметры	Недостающие параметры
Шагол, 500 кВ	P, U	Q
Челябинская, 500 кВ	P, Q, U	–
Приваловская, 500 кВ	U, I	P, Q
Кропачёво, 500 кВ	U, I	P, Q
Козырево, 500 кВ	P, U	Q
Златоуст, 500 кВ	P, Q, U	–
Исаково, 220 кВ	P, U	Q
Кунашак, 220 кВ	P, Q, U	–
Ново-Металлургическая, 220 кВ	P, Q, U	–
Чебаркуль, 220 кВ	P, Q, U	–

Для определения недостающих параметров режима необходимо сопоставить результаты измерений на линиях, связывающих частично наблюдаемые участки со смежными схемами. При наличии на смежных схемах интересующих данных распространим их и на ненаблюдаемые участки. При отсутствии таких данных одним из возможных решений является допущение о равенстве $\cos\varphi$ нагрузки на ненаблюдаемой схеме и связанной с ней. С целью выявления недостоверных данных были составлены балансы активной и реактивной мощностей по всем схемам, результаты сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Балансы активной и реактивной мощностей

Наименование подстанции	Данные ОИК				Небаланс	
	$P_{пр}$, МВт	$Q_{пр}$, Мвар	$P_{от}$, МВт	$Q_{от}$, Мвар	δP, %	δQ, %
Козырево	624,9	148	701,2	163,3	12,2	10,33
Кропачево	39,15	46,77	39,2	46,36	0,12	0,87
Приваловская	111,1	139,1	112	147,4	0,76	5,96
Шагол	1066	1144	1070	1151	0,31	0,66
Златоуст	177,4	71,8	170,5	119,7	3,88	66,71
Челябинская	443,4	304,9	457,2	320,1	3,11	4,98
Чебаркуль	121,9	54,8	170,7	77,8	40,03	41,97
Кунашак	12,8	19,2	12,8	19,2	0	0
Исаково	125,5	129,9	122	130,3	2,78	0,30
Магнитогорская	485	249,4	396	327	18,35	31,11
Смеловская	303	260,9	300	265,9	0,99	1,91

В таблице 1 приняты следующие обозначения: $P_{пр}$,$Q_{пр}$ – активная и реактивная мощности, приходящие на шины подстанции;$P_{от}$, $Q_{от}$ – активная и реактивная мощности, отданные с шин подстанции.

Из таблицы 1 видно, что в схемах ПС «Козырево», «Златоуст», «Чебаркуль», «Магнитогорская» наблюдается значительный небаланс между приемом и отдачей, превышающий 60% (ПС «Златоуст»), что делает невозможным использование этих данных для формирования расчетной схемы. Для выявления присоединений со значительной погрешностью измерений воспользуемся методом контрольных уравнений [3]. Наибольшие невязки, рассчитанные как разность модулей токов в начале и конце линии, были получены для линий «Магнитогорская–Смеловская» и «Козырево–Шагол» (соответственно 20,8% и 31,8%), в результате чего была выполнена корректировка параметров режима. За основу взяты замеренные параметры режима на ПС «Смеловская» и «Шагол», имеющих меньшие небалансы.Для формирования псевдоизмерений реактивной мощности в узлах примыкания были составлены регрессионные уравнения. Наибольшая корреляционная взаимосвязь наблюдается между активной и реактивной мощностью (коэффициент корреляции достигает 0,7) и при этом существенная взаимосвязь имеет место между активной мощностью и напряжением, поэтому примем в качестве основного влияющего фактора активную мощность. Зависимости, полученные по данным февраля 2014 г., приведены в таблице 3. В уравнениях значение Q – в мегаварах, P – в мегаваттах.

Таблица 3. Зависимости для расчета реактивной мощности

Наименование подстанции	Регрессионное уравнение
Козырево	$Q = 0{,}152\,P - 14{,}1$
Смеловская	$Q = 0{,}457\,P + 19{,}52$
Челябинская	$Q = 0{,}69\,P + 191{,}3$
Шагол	$Q = 1{,}005\,P + 4{,}079$
Чебаркуль	$Q = 0{,}08\,P + 19{,}591$
Кунашак	$Q = 0{,}0012\,P + 22{,}342$

Для определения параметров схем замещения узлов примыкания воспользуемся методом наименьших квадратов. Начальные значения сопротивлений определим, исходя из представления узла примыкания эквивалентным генератором с ЭДС $E_q = 1{,}1U$, переходным сопротивлением $x'_d = 0{,}35$, постоянной времени $T_a = 0{,}34$ с и углом ротора $\delta = 50°$:

$$Z = \frac{U\,E_q \sin\delta}{P}; \qquad (1)$$

$$R = \frac{x'_d}{\omega T_a}; \qquad (2)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2}. \qquad (3)$$

Осуществим декомпозицию на две подзадачи: нахождение оптимальных сопротивлений схемы замещения и нахождение оптимальных ЭДС. В первом случае минимизируемой функцией будет:

$$F_Z = \sum_{i=1}^{N}\left(P_{расч,i} - P_{изм,i}\right)^2, \qquad (4)$$

где N – количество узлов примыкания; $P_{расч,i}$ – расчетное значение активной мощности; $P_{изм,i}$ – измеренное значение активной мощности.

Оптимизируемыми параметрами являются значения R и X. Для отыскания оптимума воспользуемся направленным перебором, пропорционально изменяя эти значения. Результаты расчета мощностей в узлах примыкания приведены в таблице 4.

Во второй подзадаче будем изменять ЭДС в узлах примыкания.

Минимизируемая функция:

$$F_E = \sum_{i=1}^{N}\left(U^*_{расч,i} - U^*_{изм,i}\right)^2, \qquad (5)$$

где $U^*_{расч,i}$ – расчетное значение напряжения, о.е.; $U^*_{изм,i}$ – измеренное значение напряжения, о.е. За базисные приняты номинальные напряжения сети.

Таблица 4. Результаты расчета мощностей в узлах примыкания

Наименование подстанции	$P_{изм}$, МВт	$Q_{изм}$, Мвар	$P_{расч}$, МВт	$Q_{расч}$, Мвар	δP, %	δQ, %
Шагол, 500 кВ	554,2	602	538,9	601,2	3	5
Кропачёво, 500 кВ	39,15	46,77	41,7	41,9	5	10
Козырево, 500 кВ	624,9	23,3	567	26,3	9	10
Кунашак, 220 кВ	136	697	149	738	8	5
Ново-Металлургическая, 220 кВ	51,8	54,9	48	50,1	5	7
Чебаркуль, 220 кВ	88,4	39,6	89,78	44,87	1	10

Допускаемое отклонение принято равным 5%. Результаты расчета напряжений приведены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты расчета напряжений

Наименование подстанции	$U_{изм}$, кВ	$U_{расч}$, кВ	δ, %
Козырево, 500 кВ	518,9	533,56	2,82
Кропачево, 500 кВ	512	541,36	5,73
Приваловская, 500 кВ	517	514,45	0,49
Шагол, 500 кВ	516	522,35	1,23
Златоуст, 500 кВ	512,5	504,35	1,59
Челябинская, 500 кВ	510	507,44	0,5
Магнитогорская, 500 кВ	517	525,78	1,69
Смеловская, 500 кВ	512	523,45	2,23
Чебаркуль, 220 кВ	229,2	219,47	4,24
Ново-Металлургическая, 220 кВ	235	228,12	2,92
Кунашак, 220 кВ	224	234,69	4,96

Исаково, 220 кВ	228,7	222,95	2,51

Как видно из таблиц 4 и 5, погрешность расчета мощностей не превышает 10%, а напряжений – 6%, что можно считать приемлемым для поставленной задачи.

ВЫВОДЫ

1. С целью адаптации метода последовательного эквивалентирования к условиям региональных энергосистем и обеспечения возможности совместного расчета режима системы электроснабжения и питающей энергосистемы предложен подход, при котором узел примыкания к смежной энергосистеме представляется неизменными сопротивлением и напряжением. При итерационном расчете изменяющейся величиной является ЭДС. Сходимость обеспечивается за пять-шесть итераций.

2. Для условий объекта исследования – Южно-Уральского ПМЭС – выполнен анализ наблюдаемости узлов примыкания к сетям соседних предприятий магистральных электрических сетей, который показал, что, как правило, отсутствует информация о передаваемой реактивной мощности. На основе составления баланса активной и реактивной мощности определены недостоверные измерения параметров режима.

3. Предложена методика нахождения сопротивлений и ЭДС схем замещения узлов примыкания на основе метода наименьших квадратов. Погрешность расчета мощностей не превышает 10%, напряжений – 6%.

4. Как следует из проведенных расчетов, метод последовательного эквивалентирования дает приемлемые результаты при расчете режимов основной сети региональной энергосистемы и может быть использован в этих условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Игуменщев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2008. №6. С. 16-22.

2. А.с. 2012612069 РФ. Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0»/ В.А. Игуменщев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова, А.В. Хламова, В.М. Тарасов, Е.Б. Ягольникова, Н.А. Николаев, В.В. Зиновьев. – Опубл. в бюл. «Программы для ЭВМ, БД, ТИМС», 2012, №2. С. 500-501.

3. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.

Научный руководитель: А.В. Малафеев, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова.

УПРАВЛЕНИЕ ПЛАВКОЙ ГОЛОЛЁДА НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПОВТОРНО-КРАТКОВРЕМЕННОМ РЕЖИМЕ

А. С. Засыпкин (мл.), А. Д. Тетерин, А. Н. Щуров
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», Энергетический факультет, кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Для плавки гололёда на ВЛ, когда ток плавки превышает длительно допустимое значение по условию нагрева проводов на участках ВЛ, свободных от гололёда, используется плавка большими токами в повторно-кратковременном режиме,

характеризуемом чередованием интервалов времени протекания тока (токовых интервалов) с бестоковыми паузами.

Допустимое значение максимальной температуры провода в конце токового интервала для проводов марки АС принимается равным $\vartheta_{max} = 130$°С. После токового интервала воздушную линию электропередачи отключают, и в бестоковую паузу происходит охлаждение провода до минимальной температуры ϑ_{min}, а затем повторно включают. Допустимое значение средней температуры провода $\vartheta_{срд}$ за период повторяемости (токовый интервал и бестоковая пауза) нормировано. Например, для проводов марки АС нормированное значение средней температуры равно 90ºС. Если за рассматриваемый период гололёдная муфта не проплавляется, указанный процесс повторяют до полного удаления гололёдной муфты, после чего проплавляемую ВЛ отключают от источника питания.

Способы плавки гололёда в повторно-кратковременном режиме различаются методом выбора моментов времени в каждом периоде повторяемости: отключения ВЛ от источника питания и повторного подключения, а также окончательного отключения после полного удаления гололёдной муфты.

Известен и широко используется способ плавки гололёда в повторно-кратковременном режиме, по которому моменты времени отключения, включения и окончательного отключения определяют расчётом длительностей токового интервала, бестоковой паузы и полного времени плавки гололёда. Широкое применение на практике нашёл расчёт длительностей, рекомендованный в [1] и выполняемый для усреднённых условий плавки, характерных для конкретных ВЛ.

Недостаток данного способа – большие неточности в расчёте, приводящие к увеличению времени нахождения проплавляемой ВЛ под током и расходу электроэнергии.

В [2] предложена уточнённая методика расчёта указанных длительностей. Недостаток методики – приближённый результат по нескольким причинам: неучёт большого числе факторов, в том числе, снижения тока (теплового спада) в течение токового интервала из-за изменения температуры провода на участках без гололёда, а также вследствие использования фиксированного значения минимальной температуры провода без гололёда, которая рекомендована +10ºС.

В [3] описан способ определения параметров плавки гололёда в повторно-кратковременном режиме с использованием расчётных значений температуры провода на участке ВЛ, свободном от гололёда, получаемых по тепловой модели провода, а также глубины проплавления гололёдной муфты, получаемой по математической модели проплавления гололёда. Процесс плавки продолжают до тех пор, пока косвенно контролируемая глубина проплавления гололёдной муфты не станет равной заданной пользователем в начале плавки. Недостатки этого способа: низкая точность расчётных методик, особенно глубины проплавления гололёдной муфты, которая имеет различный диаметр и плотность по длине ВЛ, что требует введения существенных запасов и увеличения длительности плавки; повторное подключение ВЛ по заданному мгновенному значению температуры провода, что приводит к снижению действующего значения тока провода по сравнению с максимально допустимым, создающим среднюю температуру провода за период повторяемости повторно-кратковременного режима, близкую к нормированному значению.

Авторами предлагается новый способ управления плавкой гололёда в повторно-кратковременном режиме, позволяющий сократить время плавки гололёда на проводах воздушной линии электропередачи и снизить расход электроэнергии.

Способ можно представить в виде следующего алгоритма.

1. Создаётся искусственное короткое замыкание в конце ВЛ и непосредственно контролируются: ток провода, температура воздуха, а также температура провода на участке ВЛ, свободном от гололёда. Отключение ВЛ осуществляется после достижения

контролируемой температурой провода максимально допустимого значения ϑ_{max}. Производится расчёт экстраполяцией установившегося значения температуры провода $\vartheta_{у}$.

2. Воздушную линию повторно подключают к источнику питания при снижении в бестоковую паузу непосредственно контролируемой температуры провода до значения ϑ_{min}, определяемого по формуле (1) [4, формула (14)]:

$$\left(\frac{\vartheta_{min}-\vartheta_{в}}{\vartheta_{max}-\vartheta_{в}}\right)^{\left(\frac{\vartheta_{срд}-\vartheta_{в}}{\vartheta_{у}-\vartheta_{срд}}\right)}=\left(\frac{\vartheta_{у}-\vartheta_{max}}{\vartheta_{у}-\vartheta_{min}}\right). \qquad (1)$$

Если заданы ϑ_{max}, $\vartheta_{срд}$, то при известной температуре воздуха $\vartheta_{в}$ по рассчитанному значению $\vartheta_{у}$ определяется из (1) температура ϑ_{min}, при которой следует включать очередной импульс тока для обеспечения максимально допустимого значения тока плавки. В качестве первого приближения ϑ_{min} принимается

$$\vartheta_{min}^{(1)}=2\vartheta_{срд}-\vartheta_{max}.$$

3. В начале и конце каждого токового интервала фиксируют: напряжение источника питания, ток провода и температуру провода на участке без гололёда; рассчитывают изменение активного сопротивления воздушной линии электропередачи в результате нагрева всех участков воздушной линии электропередачи без гололёда, а по нему – относительную длину гололёдной муфты $l_{г.м*}$. Чем меньше относительная длина гололёдной муфты, тем больше снижение тока в известном диапазоне изменения температуры провода из-за нагрева участков без гололёда – теплового спада тока. Поясним методику расчёта $l_{г.м*}$.

Активное сопротивление участков воздушной линии электропередачи без гололёда при 0ºС равно:

$$R_{ВЛ.0}\left(1-l_{г.м*}\right).$$

где $\left(1-l_{г.м*}\right)$ – относительная длина всех участков, свободных от гололёда. Вследствие нагрева этих участков током провода за время токового интервала активное сопротивление увеличивается на $\Delta R_{ВЛ}$:

$$\Delta R_{ВЛ}=R_{ВЛ.0}\left(1-l_{г.м*}\right)\alpha\left(\vartheta_{max}-\vartheta_{min}\right), \qquad (2)$$

где α – температурный коэффициент сопротивления проводов ВЛ.

Фактическая величина $\Delta R_{ВЛ}$ рассчитывается по зафиксированным в начале и конце каждого токового интервала значениям напряжения источника питания и тока провода (при плавке переменным током учитывается сдвиг фаз между ними). Поэтому из (2):

$$l_{г.м*}=1-\frac{\Delta R_{ВЛ}}{R_{ВЛ.0}\alpha\left(\vartheta_{max}-\vartheta_{min}\right)}. \qquad (3)$$

Значение $R_{ВЛ.0}$ определяется экспериментально при отсутствии гололёда по (3) при $l_{г.м*}=0$. В первом токовом интервале $\vartheta_{min}=\vartheta_{в}$. В последующих токовых интервалах при уменьшении длины гололёдной муфты значение $l_{г.м*}$ уменьшается, и при $l_{г.м*}=0$ плавка прекращается.

На рис. 1 представлен вариант функциональной схемы плавки гололёда переменным током в повторно-кратковременном режиме по предложенному способу.

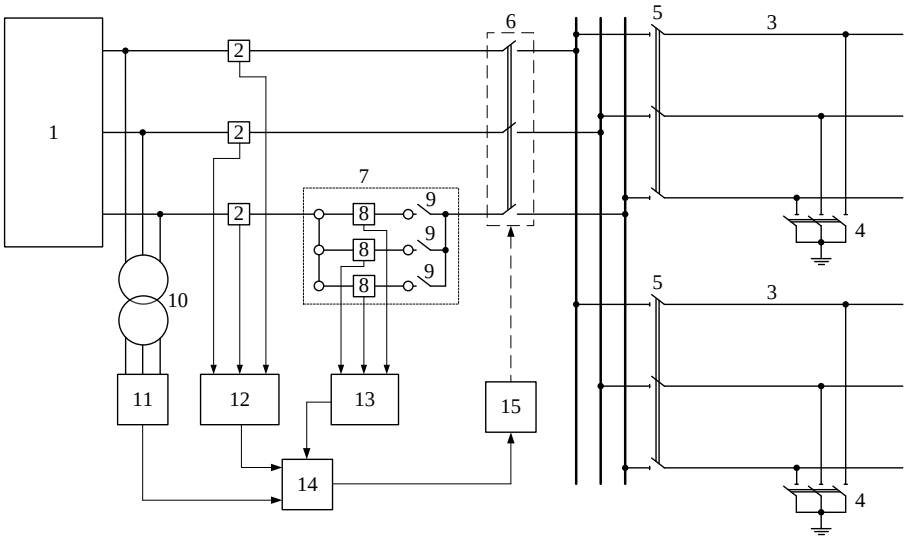


Рис. 1. Функциональная схема плавки гололёда переменным током в повторно-кратковременном режиме

На рис. 1 показаны: источник питания схемы плавки гололёда 1, датчики тока 2 в фазах источника питания 1 и одновременно в проводах одной из подключённых к источнику питания проплавляемых ВЛ 3. Включение ВЛ осуществляется трёхфазным выключателем 6 при включённых закорачивающем разъединителе 4, создающем искусственное короткое замыкание в конце воздушной линии электропередачи, и линейном разъединителе 5. В состав коммутируемого блока 7 проводов тех марок, которые имеются на проплавляемых ВЛ, включённого в цепь источника питания 1, входят датчики температуры провода 8 и однополюсные разъединители 9. Для фиксации и обработки информации о параметрах режима плавки гололёда используются: трансформатор напряжения 10, блок напряжения 11, блок тока 12, блок температуры проводов и воздуха 13 (температура воздуха фиксируется как температура отключённого провода блока 7). Блоки 11, 12, 13 подключены к блоку вычислений 14, подающему команды «включить – отключить» на блок управления 15 трёхфазным выключателем 6.

Новый способ управления плавкой гололёда в повторно-кратковременном режиме реализуется при плавке гололёда на проводах ВЛ в повторно-кратковременно режиме импульсами постоянного тока, а также импульсами переменного тока в тех случаях, когда активное сопротивление провода ВЛ при 0ºС составляет не менее 20% от суммарного индуктивного сопротивления цепи тока, т. е. когда проявляется тепловой спад тока [5].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Плавка гололёда в повторно-кратковременном режиме по предложенному способу позволяет сократить время плавки и снизить расход электроэнергии за счёт управления отключением и повторным включением ВЛ и контроля времени окончания плавки гололёда.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по плавке гололёда переменным током / Бургсдорф В. В., Никитина Л. Г., Никонец Л. А., Хрущ П. Р. – Союзтехэнерго, 1983. 114 с.

2. Рудакова Р. М., Вавилова И. В., Голубков И. Е. Методы борьбы с гололёдом в электрических сетях энергосистем. – Уфа, УГАТУ, 2005. 187 с.

3. Пат. 2478244 РФ, МПК H02G7/16,. Способ плавки гололёда на воздушных линиях электропередачи 6(10) кВ / Чалый А. М., Минаев В. С., Фурин С. С.; ЗАО ГК «Таврида Электрик»; заявл. 31.03.11; опубл. 27.03.2013.

4. Засыпкин А. С., Засыпкин А. С. (мл.) Нагрев проводов ВЛ электрическим током при плавке гололёда в повторно-кратковременном режиме // Изв. вузов. Электромеханика. 2014. №4. С. 75 – 83.

5. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 152 с.

Научный руководитель: А. С. Засыпкин, д. т. н., профессор кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы», ФГБОУ ВПО ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова.

ПРИМЕНЕНИЕ СВЕРХПРОВОДНИКОВЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СОСТАВЕ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Н.В. Герасимов, В.Г. Гольдштейн, Т.П. Нагний, Е.А. Молочников
Самарский Гостехуниверситет

В условиях качественного и количественного усложнения электроэнергетических систем (ЭЭС) характерно общее увеличение токов короткого замыкания (ТКЗ) и в распределительных, и в системообразующих сетях при общем повышении требований к надежности, качеству и снижению аварийности ЭЭС. Это требует кардинального изменения подходов к решению проблемы ограничения и координации ТКЗ. Очевидно, решение этой проблемы даже при широком использовании токоограничивающих устройств (ТОУ) должно выполняться в рамках комплексной модернизации ЭЭС.

Это ведет к необходимости поиска новых методов снижения ТКЗ и внедрению инновационных устройств для их ограничения. Применение для координации ТКЗ в комплексах противоаварийного управления (ПАУ) ограничителей тока (СОТ), основанных на современной перспективной технологии высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП), в условиях развития ЭЭС обеспечивает высокую эффективность устройств ограничения ТКЗ. Это позволяет координировать их действия в рамках задач ПАУ и позволяет достичь необходимого повышения эффективности функционирования.

Можно констатировать, что разработка, массовое производство и внедрение в эксплуатацию в масштабах единой энергосистемы России СОТ на базе ВТСП является одним из наиболее перспективных направлений в электроэнергетике.

Отметим также существенные возможности, которые открываются для решения названных проблем сверхпроводниковых трансформаторов, в которых, при значительных ТКЗ, ВТСП обмотки теряют свои сверхпроводящие свойства, их сопротивления резко увеличиваются, реализуя эффективное ограничение ТКЗ. Далее при сниженном токе за время, достаточное для работы релейной защиты и коммутационной аппаратуры, происходит возврат в состояние, близкое к исходному. Это позволяет в схемах электрических сетей, при координации токов КЗ, увеличивать надёжность за счёт возможности совместной работы секций в нормальном режиме работы с обеспечением необходимых показателей качества электрической энергии. В работе Александрова Н.В. [8] дается подробный анализ процессов изменения сопротивлений ВТСП силовых трансформаторов и оценка динамических параметров токоограничения. Результаты этого анализа позволяют в значительно расширить возможности как вновь создаваемых, так и модернизируемых объектов электроэнергетики.

Развитие сверхпроводниковой энергетики.

Известно, что сверхпроводимость – это свойство некоторых материалов обладать нулевым электрическим сопротивлением в условиях достижения ими температуры ниже определенных значений, характерной для каждого материала (критической температуры сверхпроводника). Количество материалов обладающих свойством сверхпроводимости ограничивается несколькими сотнями. Это чистые материалы, различные соединения, керамики и сплавы, переходящие в сверхпроводимое состояние. [7]

Классификация сверхпроводников согласно их свойствам:

- по их реакции на магнитное поле: СП 1 рода имеют одно значение магнитного поля (критическое значение магнитного поля) при котором СП теряет свойство сверхпроводимости (H_c), СП 2 рода имеют два критических значения магнитного поля H_{c1} и H_{c2} , где $H_{c1} < H_{c2}$; если приложенное магнитное поле находится в диапазоне от H_{c1} до H_{c2}, то СП 2 рода частично сохранит свои свойства и теряет их полностью после превышения приложенным магнитным полем величины H_{c2};
- по величине их критической температуры: НТСП (T_c<77ºK) и ВТСП;
- по материалам: чистые материалы, различные соединения, керамики, сплавы, переходящие в сверхпроводящее состояние, органические сверхпроводники и т.д.

Важнейшим этапом в изучении сверхпроводимости стало открытие высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП) в 1986 – 1993 г.г. с критической температурой около 70ºК. Причиной тому является возможность использования жидкого азота как криогенной жидкости, имеющего температуру 77º К, взамен жидкого гелия с температурой 4,2º К. Это технологически проще и дешевле, что открыло новые возможности в использовании сверхпроводников и усилило научный интерес к сверхпроводимости. На современном этапе наибольшее известное значение критической температуры 135º К для ртутьсодержащего высокотемпературного сверхпроводника нового поколения (ртутная керамика $HgBa_2Ca_2Cu_3O_{8+d}$ (Hg−1223)). Стоит добавить так же что при фторировании данного материала критическая температура возрастает до 138º К. [7] Перспективы практического применения сверхпроводящих материалов зависят от реализации использования сверхпроводников с экономически обоснованной повышенной критической температурой.

Таблица 1Ведущие зарубежные организации-разработчики СОТ

Организация разработчик	Государство	Тип оборудования	Мощность / напря-жение, МВА/кВ
Power Superconductor Applications	США	СОТ (ВТСП) индукционный	10 / 10
Central Research Institute of Electrical Power Industry	Япония	СОТ (ВТСП) резисторный	12 /6,6
Toshiba, TEPCO	Япония	СОТ (ВТСП) индукционный	2,4/ 3
ABB	Швейцария	СОТ (ВТСП) индукционный, резисторный	1,2; 1,6; 6,4; 10 / 10,5
Siemens	Германия	СОТ (ВТСП) резисторный	12 / 6
VPTI Hydro-Quebec	Канада	СОТ (ВТСП) индукционный	15 / 20
Nexans SuperConductors	Германия	СОТ (ВТСП) резисторный	10 /12

Краткая оценка состояния разработок ВТСП ТОУ в развитых странах мира приведена в таблице 1. В ряде организаций они успешно введены в эксплуатацию. В России в 2011 года создана и успешно работает компания «Русский сверхпроводник» (г. Москва) в рамках проекта правительства «Инновационная энергетика».

Таблица 2. Ведущие отечественные организации-разработчики сверхпроводниковых ограничителей тока.

Организация разработчик	Тип оборудования	Мощность /напряжение, МВА/кВ
СибНИИЭ, Новосибирск	СОТ (ВТСП) индукционный	12; 50 / 12
ЭНИН, Москва	СОТ (ВТСП) индукционный	1 / 3
РНЦ «Курчатовский институт», Москва	СОТ (ВТСП) резисторный	4; 15 / 31
ВЭИ, Москва	СОТ (ВТСП) резисторный	4 /35

Участниками проекта являются такие известные Российские организации как "Росатом", "Наука и инновации", "Всероссийский научно-исследовательский институт неорганических материалов им. академика А.А.Бочвара" (ВНИИНМ), Энергетический научно-исследовательский институт им. Г.М. Кржижановского" (ЭНИН), Национальный Исследовательский Центр "Курчатовский институт", ФГУП "Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина" (ВЭИ), МКБ "Горизонт", АКБ "Якорь", "Композит" и другие (таблица 2).

Применение СОТ для ограничения и координации ТКЗ в комплексах противоаварийного управления энергосистем.

Координация ТКЗ и управление послеаварийным режимом энергосистемы в реальных условиях является задачей, выполнение которой затруднено по ряду обстоятельств:

- применяемые в настоящее время токоограничивающие устройства имеют пониженную надежность при протекании ТКЗ,
- характеризуются пониженной пропускной способностью;
- не обеспечивают координацию ТКЗ совместно с другими объектами, в чем есть необходимость при ликвидации КЗ;
- не взаимодействуют устройствами релейной защиты и автоматики (УРЗА);
- отсутствует возможность взаимодействия с системой ПАУ ЭЭС.

Задачу ограничения токов в схемах энергосистемам выполняют межсекционные токоограничивающие реакторы (ТОР). Они подключаются в схемах выдачи мощности крупных электростанций и узловых подстанций между секциями шин, выполняя функции ограничения ТКЗ; поддержания напряжения на секции шин за реактором, при КЗ на смежной секции и др. [4]

Отсутствие стального сердечника в конструкциях большинства реакторов и, следовательно, большие размеры реакторов вызваны необходимостью иметь большое реактивное сопротивление для более эффективного ограничения тока КЗ, что следует из формулы (1):

$$I_m=2{,}54\ I_н(100\% / X_p), \qquad (1)$$

где I_m – ударный ток КЗ, $I_н$ – номинальный ток сети, X_p реактивное сопротивление реактора.

Можно констатировать следующие недостатки ТОР: - большие габаритные размеры; - падение напряжения на 3-4 % на реакторе в нормальном режиме работы сети; - отрицательное влияние на потокораспределение на шинах объекта и в прилегающей сети в нормальном и послеаварийном режиме; - увеличение потерь электроэнергии и др.

Применение СОТ способно обеспечить гибкое функционирование энергосистем, в силу нового подхода по управлению аварийным режимом. Применение СОТ в схемах энергосистем имеет очевидные преимущества по сравнению с классическими средствами ограничения ТКЗ. Основными особенностями СОТ являются:

- нелинейная вольтамперной характеристики устройств;

- отсутствие в СОТ механических движущихся частей и контактов;
- сокращение потерь мощности в нормальном режиме работы по сравнению с используемыми ТОР;
- возможность более эффективной координации величины тока короткого замыкания и параметров оборудования электрической сети;
- возможность их использования в сочетании с классическими методами и устройствами ограничения ТКЗ;
- взаимодействие СОТ с УРЗА;
- введение СОТ в систему ПАУ энергосистем.

Областью применения СОТ являются существующие электротехнические комплексы и их элементы в составе ЕЭС:
- схемы секционированных распределительных устройств высокого напряжения с установленными ТОУ и без них (с отключенными шиносоединительными выключателями по условиям ограничения ТКЗ);
- схемы разомкнутых транзитов по условиям снижения потерь в шунтирующей сети;
- разомкнутые транзитные связи по критерию ограничения перетока в контролируемых сечениях.

В результате внедрения СОТ будет обеспечено комплексное решение проблемы ограничения ТКЗ и снижения аварийности в рамках общей модернизации ЭЭС. Установка СОТ актуальна не только с точки зрения эффективности ограничения ТКЗ, взамен морально и физически устаревших ТОУ. Применение СОТ в качестве органа управления режимом в составе комплекса ПАУ позволяет гибко управлять режимом энергосистемы и повысить его эффективность.

Для работы СОТ в составе ПАУ необходимо:

- координировать работу группы СОТ в режиме ограничения ТКЗ;

- регламентировать действия СОТ при регулировании перетоков мощности при управлении нормальным режимом энергосистемы;

- определить необходимые параметры СОТ для использования в комплексах ПАУ энергосистем.

- выполнить имитационное моделирование токоограничивающего и регулирующего действия СОТ (далее представлено на примере участка сети Самарской энергосистемы).

Практическое применение СОТ в схемах энергосистем.

Системная противоаварийная автоматика ограничения ТКЗ обеспечивает противоаварийное управления на участке энергосистемы, посредством выдачи управляющих воздействий на соответствующие СОТ (СОТ-1, СОТ-2,… СОТ-N) размещенные нескольких объектах энергосистемы. Рассмотрим схему организации ограничения токов КЗ на участке энергосистемы. На шинах мощной ГЭС установлен межсекционный токоограничивающий реактор для снижения уровня токов КЗ на шинах ГЭС, а так же в прилегающей сети и на шинах ПС-1, ПС-2 и ПС-3 (рисунок 1).

В послеаварийном режиме (или ремонтной схеме) при отключении ВЛ-3, транзитный переток по ВЛ-1 и ВЛ-2 перегружает СР 1/2. Как вынужденная мера производится отключение СР-1/2.

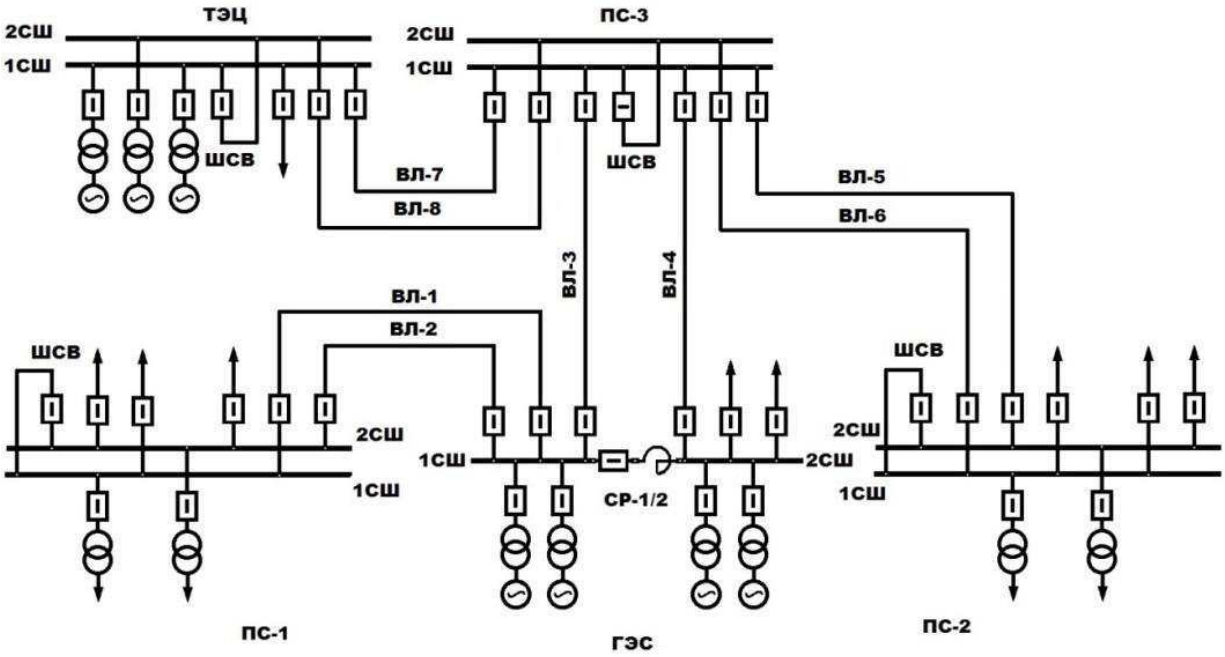


Рис.1. Схема участка энергосистемы с включенным межсекционным токоограничивающим реактором на шинах ГЭС.

Для ограничения токов КЗ на шинах ПС-3, произведено разделение 1 и 2 СШ, отключен ШСВ, что снижает надежность.

Переток по ВЛ-3 и ВЛ-4 распределен неравномерно, при различных схемах прилегающей сети возможен противоположно направленный (круговой) переток.

При вводе в работу СОТ-1, 2, 3, 4 (рисунок 2):

- на ПС-3 объединены 1,2 СШ
- на ГЭС исключен из схемы РС
- переток по ВЛ-3,4 уравнивается
- выравнивается напряжение на 1 и 2 СШ ГЭС
- увеличивается надежность схемы

В этом случае на нескольких объектах энергосистемы обеспечивается взаимодействие нескольких СОТ на ряде объектов энергосистемы, а также координация работы СОТ на нескольких объектах энергосистемы в условиях различных видов возмущений.

Приведем рекомендации по построению системы ПАУ с применением СОТ. Современные системы ПАУ позволяют организовать взаимодействие СОТ посредством загрузки имеющихся каналов передачи данных. В настоящее время возможна передача данных систем мониторинга состояния оборудования. В ЕЭС России выстроена одна из современных и самая протяженная система ПА, в наличии высокоскоростные каналы передачи данных, обеспечена высокая надежность передачи (резервирование, достоверизация). [8]

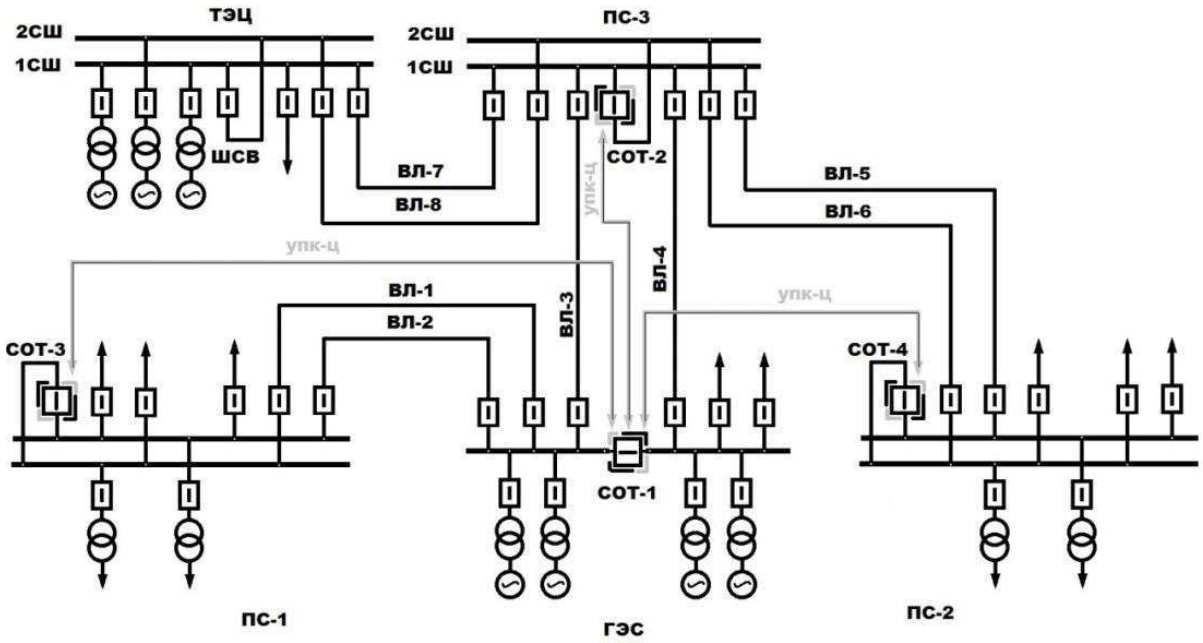


Рис.2. Установка согласующихся СОТ-1 и СОТ-2 в составе системы ПАУ.

В связи с этим, следует оценивать возможность и необходимость использования данных комплексного мониторинга состояния оборудования применительно к оперативно-диспетчерскому управлению в диспетчерских центрах и к системам автоматического противоаварийного управления энергосистемами.

Сказанное выше позволяет обоснованно сформулировать классификацию задач, решаемых ПАУ с применением СОТ:

- по значению для надежности: локальные; системные;
- по характеру применения СОТ для ограничения тока КЗ: групповое; одиночное;
- по целевому признаку воздействий СОТ: ограничение тока КЗ;

регулирование перетока;

- по принадлежности к противоаварийной автоматике: совмещенная автоматика АРЗКЗ; АОПО (АТ, ВЛ); совмещенная с работой РЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении сформулированы задачи, решение которых обеспечит успешное внедрение СОТ в состав оборудования энергосистем.

1. Сопоставительный анализ работы классической системы ПАУ и системы ПАУ с использованием СОТ на основе ВТСП технологии.
2. Анализ влияния сверхпроводниковых трансформаторов на электромагнитные и электромеханические переходные процессы при КЗ.
3. Оценка состояния системы ПАУ и возможных рисков для определения необходимых параметров СОТ для использования в комплексах ПАУ энергосистем, как основы анализа эффективности ограничения тока КЗ в токоограничивающих реакторах различных типов и различных типов СОТ на примере Самарской энергосистемы.
4. Разработка схемы взаимодействия группы СОТ на отдельном объекте энергосистемы с использованием имеющихся каналов ВЧ связи на основе модернизированных устройств ВЧ-обработки и устройств передачи команд типа УПК-Ц (цифровое устройство передачи команд).
5. Разработка алгоритма взаимодействия СОТ на нескольких объектах энергосистемы при координации системных перетоков, распределения нагрузок и ограничения токов КЗ.
6. Формирование способов координации работы СОТ на нескольких объектах энергосистемы в рамках единой системы ПАУ и методов взаимодействия СОТ в условиях воздействия различных видов возмущений.

7. Разработка рекомендаций по внедрению СОТ при вводе в эксплуатацию новых объектов и обоснованию внедрения СОТ при модернизации ЭЭС с целью повышения системной надежности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ФЗ РФ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (с изменениями и дополнениями).
2. ФЗ РФ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ЭНАС, 2008. - 426 с.
4. МУ 0634-2006. Методические указания по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов. М.: 2006. – 87 с.
5. Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем, дис. на соискание степени к.т.н. НГТУ. Новосибирск. 2014.
6. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М.: 2011. –74 с.
7. Кравченко В.Ф. Электродинамика сверхпроводящих структур. Теория, алгоритмы и методы вычислений. М.: Наука, 2006 год. 271 стр.
8. Гольдштейн В.Г., Хренников А.Ю. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов. М.: Энергоатомиздат, 2007. - 320 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ТАНГЕНСА УГЛА МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

Д.А. Барсуков, С.М. Волков
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Северо-Кавказский федеральный университет», Институт Электроэнергетики, Электроники и Нанотехнологий, Кафедра автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения

Целью работы являлся анализ динамики изменения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайонах Ставропольского края с 2007 по 2013 год. Предполагалось увидеть увеличение тангенса угла мощности нагрузки, и в связи с этим разработать мероприятия по компенсации реактивной мощности.

Косинус или коэффициент активной мощности характеризует величину доли полной мощности объекта, которую можно использовать с пользой, т.е. долю активной мощности. При косинусе угла мощности равном 1 вся полная мощность идет в виде активной (полезной) мощности. При понижении значения косинуса угла мощности нагрузки, часть мощности идет на создание магнитного или электрического поля, которые полезную работу не выполняют, а передаваемая для их создания реактивная мощность приводит к повышению потерь энергии в электроэнергетической системе. Тангенс угла мощности устанавливает связь между значением активной и реактивной мощностью. В отличие от косинуса угла мощности указывает на характер реактивности объекта. При тангенсе угла мощности меньше 0 потребитель выдает реактивную мощность (емкостной характер), при больше 1 потребитель потребляет реактивную мощность (индуктивный характер).

Состав потребителей реактивной мощности показывает, что основную часть реактивной мощности потребляют четыре вида устройств: асинхронные двигатели – 40 %

(совместно с бытовыми, сельскохозяйственными электродвигателями и асинхронными электроприводами собственных нужд электростанций), электропечные установки – 8 %; вентильные преобразователи – 10 %, трансформаторы всех ступеней трансформации (потери в них) – 35 %, линии электропередачи (потери в них) – 7 %. Так как превалирует индуктивная нагрузка, то одновременно с активной мощностью по сети должна передаваться и реактивная мощность индуктивного характера[1].

Реактивная мощность не связана с полезной работой электроприемника и расходуется на создание электромагнитных полей в электродвигателях, трансформаторах, линиях.

Следует сказать о некоторой условности толкования реактивной составляющей как мощности. Активная мощность обусловлена преобразованием энергии первичного двигателя, полученной от природного источника, в электроэнергию. Реактивная мощность не преобразуется в другие виды мощности, не требует для ее производства затраты других видов энергии, не совершает работу и поэтому условно называется мощностью.

Аналогия реактивной мощности с активной состоит в сходстве аналитического выражения; в том, что электроприемники потребляют не только активную, но и реактивную мощность, так как процессы передачи и потребления электроэнергии неразрывно связаны с возникновением магнитного и электрического полей.

С точки зрения генерации и потребления между реактивной и активной мощностью существуют значительные различия. Если большая часть активной мощности потребляется приемниками и лишь незначительная теряется в элементах сети и электрооборудования, то потери реактивной мощности в элементах сети могут быть соизмеримы с реактивной мощностью, потребляемой приемниками электроэнергии. Из 100 % реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, 22 % теряется в повышающих трансформаторах электростанций и в автотрансформаторах повышения напряжения на подстанциях 110–750 кВ энергосистемы, 6,5 % теряется в линиях районных сетей системы, 13,5 % составляют потери в понижающих трансформаторах и лишь 58 % из всей выработанной реактивной мощности приходятся на шины 6–10 кВ потребителей[2].

Активную мощность электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности.

Полная мощность, вырабатываемая генератором, включает активную и реактивную составляющие.

Синхронные генераторы на электростанциях вместе с другими источниками реактивной мощности обеспечивают и регулируют баланс реактивной мощности в современных электрических сетях. В номинальном режиме генератор вырабатывает номинальные значения активной и реактивной мощностей при номинальном значении косинуса угла мощности нагрузки.

При снижении активной мощности в сравнении с номинальным значением возможна выдача увеличенной реактивной мощности сверх номинальной. Возможность увеличения реактивной мощности за счет уменьшения активной допустимо использовать в случае избытка активной мощности, т.е. в режиме минимума активной нагрузки. В этом случае некоторая часть генераторов, несущих активную нагрузку, может переводиться на работу с пониженным коэффициентом мощности.

Увеличение же генерируемой реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок за счет уменьшения генерации активной мощности экономически нецелесообразно. Эффективнее вместо снижения активной мощности генераторов электростанций применять для выработки реактивной мощности компенсирующие устройства. Поэтому, как правило, в сетях для покрытия потребности в реактивной мощности применяют компенсирующие устройства.

Прохождение в электрических сетях реактивных токов обуславливает дополнительные потери активной мощности в линиях, трансформаторах, генераторах электростанций, потери напряжения, требует увеличения номинальной мощности или числа трансформаторов, снижает пропускную способность всей системы электроснабжения.

Большая загрузка реактивной мощностью электростанций приводит к перегрузке по току генераторов, к необходимости их использования специально для выработки реактивной мощности даже в те часы, когда по активной нагрузке часть генераторов можно отключить в резерв. Реактивной мощностью дополнительно нагружаются питающие и распределительные сети предприятий, соответственно увеличивается общее потребление электроэнергии.

В исследовании были рассмотрены энергорайоны города Ставрополя и городов Кавказских Минеральных Вод. Исследования проводились на основании фактических отчётных данных, полученных в дни контрольных замеров. Определение тангенса угла мощности нагрузки производилось на шинах 6/10/35 кВ ПС 110 кВ. На основе данных потребления электроэнергии в период с 2007 по 2013 гг. были получены графики нагрузки. Расчеты проводились для двух характерных режимов – зима и лето. Энергорайон города Ставрополя включает в себя 20 подстанций (ПС), центром питания является ПС 330 кВ Ставрополь. Характер нагрузки: смешанный.

На рисунке 1 показана динамика изменения тангенса угла мощности нагрузки за расчетный период.

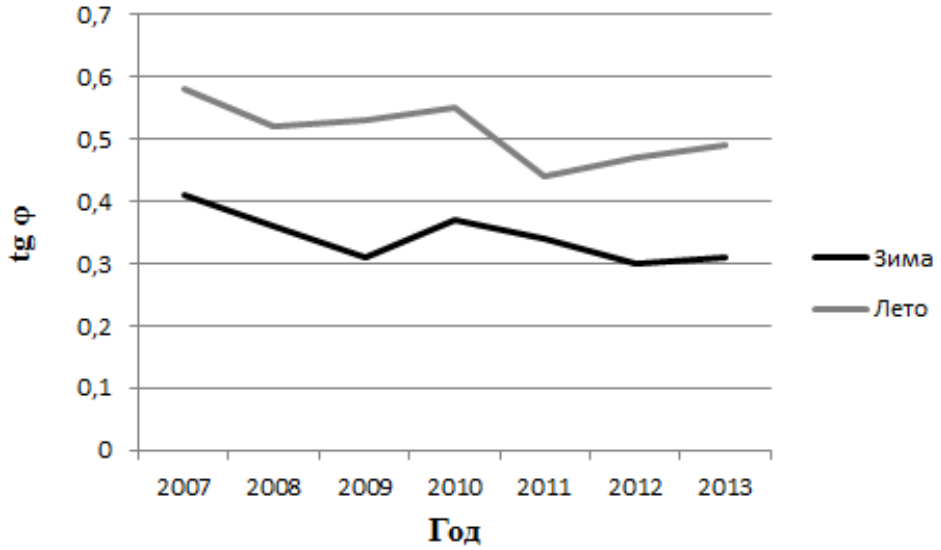


Рис. 1. Динамика изменения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайоне города Ставрополя

В результате исследования выяснилось, что тангенс нагрузки уменьшается в двух характерных режимах. Величины средних тангенсов угла мощности нагрузки показаны в таблице 1.

Таблица 1.Средние значения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайоне города Ставрополя

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Зима	0,41	0,36	0,31	0,37	0,34	0,30	0,31
Лето	0,58	0,52	0,53	0,55	0,44	0,47	0,49

Район городов КМВ включает в себя 42 ПС, центром питания является ПС 330 кВ Машук. Подстанции разделены на три характерные категории: городские, сельские, промышленные. В ходе анализа выяснилось, что самый высокий тангенс угла мощности нагрузки имеют сельские потребители. Это, прежде всего связано с увеличением потребления энергии бытовыми приборами.

На рисунке 2 показана динамика изменения тангенса угла мощности нагрузки за расчетный период[3].

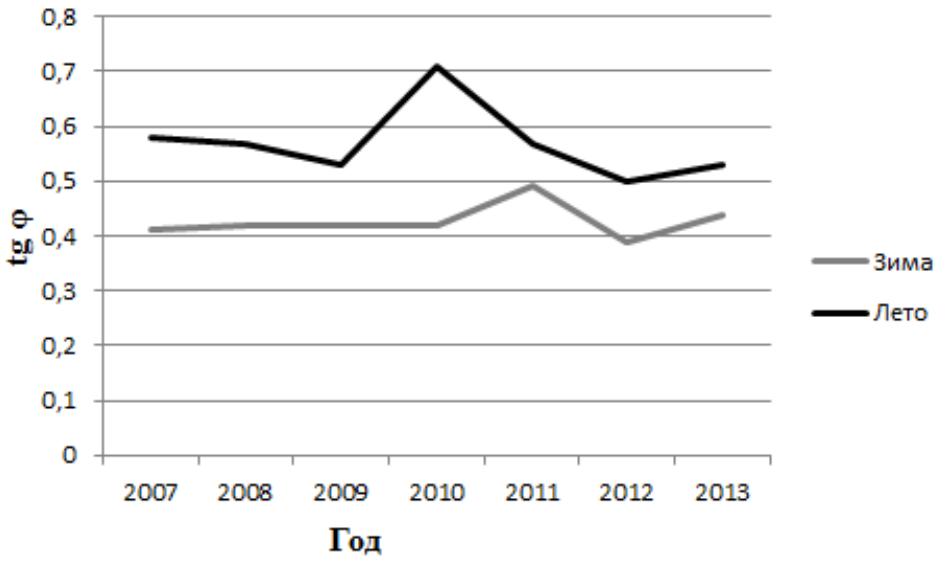


Рис. 2. Динамика изменения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайоне городов КМВ

В результате исследования выяснилось, что тангенс угла мощности нагрузки уменьшается в двух характерных режимах. Величины средних тангенсов угла мощности нагрузки показаны в таблице 2.

Таблица 2.Средние значения тангенса угла мощности нагрузки в энергорайоне городов Кавказских Минеральных Вод

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Зима	0,41	0,42	0,42	0,42	0,49	0,39	0,44
Лето	0,58	0,57	0,53	0,71	0,57	0,50	0,53

ВЫВОДЫ:

1. В энергорайоне КМВ снижение тангенса угла мощности нагрузки выявилось только у категории городских потребителей, в остальных двух категориях она возрастала.

2. Компенсирующие устройства, установленные за исследуемый период были установлены в большей своей части на шинах городской нагрузки.

3. В результате исследования было замечено, что на подстанциях с наибольшей реактивной нагрузкой, постепенно устанавливались компенсирующие устройства, с опережающим эффектом.

На основе сделанных выводов и с учетом перспективного развития мы предлагаем компенсировать реактивную мощность установкой БСК мощностью:

1) 25 МВАр на шинах 6 кВ на ПС 110 кВ Промышленная, так как реактивная мощность на данной ПС с 2007 по 2013 гг составляет более чем 50% от активной мощности.

2) 10 МВАр на шинах 10 кВ на ПС 110 кВ Тяговая 39 км.

3) 5 МВАр на шинах 10 кВ на ПС 110 кВ Грачевская.

4) 10 МВАр на шинах 10 кВ на ПС 110 кВ Птицепром.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. «Электрическая часть станций и подстанций» Васильев А.А, Крючков И.П.,Наяшкова Е.Ф.

2. «Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий» Железко Ю.С.

3. Предельные значения коэффициента реактивной мощности // Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 22.02.2007 №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в

договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии договорах энергоснабжения)».

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАТИЧЕСКОГО ТИРИСТОРНОГО КОМПЕНСАТОРА В СОСТАВЕ СВЕРХМОЩНОЙ ДУГОВОЙ СТАЛЕПЛАВИЛЬНОЙ ПЕЧИ[1]

А.А. Николаев, Г.П. Корнилов, И.А. Ложкин, В.В. Анохин
ФГБОУ ВПО "Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова"

Дуговая сталеплавильная печь (ДСП) является наиболее перспективным способом получения жидкой стали. В США и Европе более 50% стали получают с использованием электрометаллургии. В России эта цифра превышает 20% и неуклонно растет.

Важным элементом системы электроснабжения ДСП является статический тиристорный компенсатор (СТК), который обеспечивает поддержание напряжения в точке подключения печного трансформатора, что необходимо для обеспечения заданной производительности при выплавки стали, а так же для обеспечения норм электромагнитной совместимости дуговой печи с питающей сетью, в частности, устранения фликера, несимметрии, искажения синусоидальности кривой напряжения.

Следует отметить, что мощность СТК зачастую превышает необходимую минимальную мощность, требуемую для обеспечения перечисленных выше требований, т.е. имеется существенный резерв реактивной мощности.

В работах [1 – 9], приведены результаты исследований по совершенствованию рабочих режимов электротехнического комплекса "ДСП – СТК" за счет применения новых алгоритмов управления реактивной мощностью компенсатора и новых способов управления электрическими режимами ДСП. Их внедрение на действующих комплексах "ДСП-СТК" позволило улучшить энергетические показатели дуговой печи, снизить суммарные потери электроэнергии и повысить производительность ДСП.

Два обстоятельства: значительные резервы реактивной мощности, с одной стороны, а с другой - концентрация узлов генерации и потребления на относительно малой территории, позволили рекомендовать СТК не только для решения локальных задач в комплексе с ДСП, но и выйти на качественно новый уровень – воздействовать на режимы работы электроэнергетической системы. Такое использование можно считать вполне оправданно, учитывая, что мощность СТК в комплексе с ДСП составляет 100-300 МВАр.

В качестве примера можно привести разработку энергоснабжающей компании Турецкой республики Teas – Inter-AreaPowerOscillationDampingSystem (IPODS) - систему демпфирования колебаний мощности, возникающих между разными энергорайонами. Ее основное назначение – это дистанционное вмешательство в режимы работы мощных и сверхмощных СТК, установленных в системах электроснабжения различных промышленных предприятий Турции, для получения положительного регулирующего эффекта, способного повысить устойчивость синхронных генераторов (СГ) электростанций при возникновении сильных возмущений в системе, например, при коротких замыканиях в линиях 380 кВ. На рисунке 1 показаны основные узлы генерации и потребления электроэнергии, задействованных в системе IPODS.

В этом случае «классические» статические компенсаторы реактивной мощности частично берут на себя функцию других устройств - СТК для линий электропередач,

1- Работа выполнена в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых (МК-4182.2013.8)

являющихся основой концепции FACTS (FlexibleAlternatingCurrentTransmissionSystems) – гибких линий электропередач на переменном токе, а также быстроразвивающегося направления SmartGrid – умных электрических сетей.

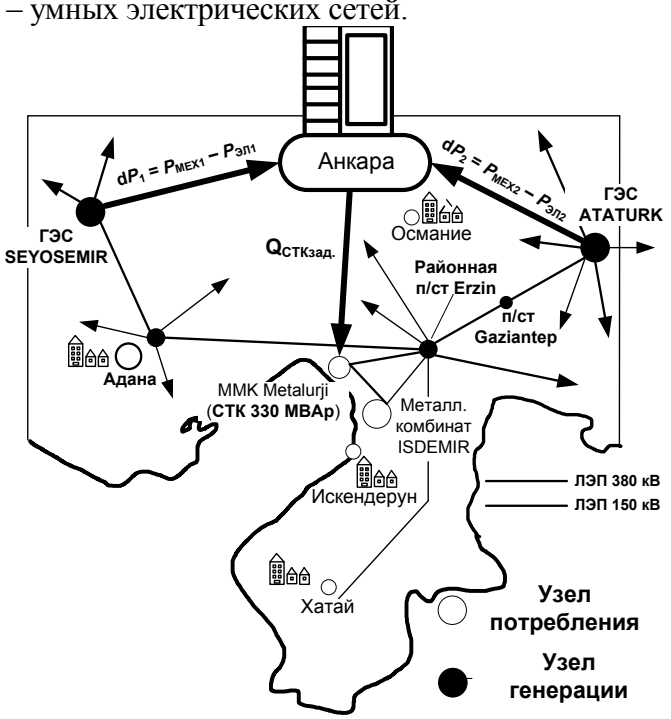


Рис. 1. Основные узлы генерации и потребления электроэнергии энергорайона Hatay.

Ниже в приведены результаты исследований нетрадиционного использования резервов СТК для повышения устойчивости генераторов электростанций электроэнергетической системы.

Исследования проводились на уникальном электротехническом комплексе “ДСП-СТК”, действующим на металлургическом заводе ЗАО “ММК Metalurji” в г. Искендерун (Турция), который является зарубежным дочерним предприятием ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (г. Магнитогорск, Россия).

Большинство СГ мощных электростанций имеют в составе САРВ (блок демпфирования качаний ротора). В зарубежной терминологии он носит название Power System Stabilizer (PSS) – стабилизатор колебаний мощности в энергосистеме.

Для детального исследования принципа работы системы IPODS в математической среде Matlab – Simulink была составленамодель системы IPODS, в соответствии с функциональной схемой на рисунке 2 и имитационной моделью электроэнергетической системы провинций Adana, Hatay и Gaziantep на рисунке 3.

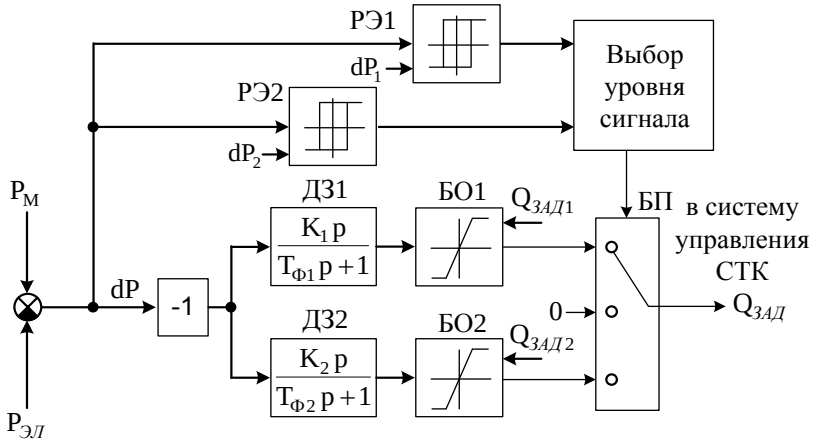


Рис. 2. Функциональная схема вспомогательной системы демпфирования колебаний IPODS

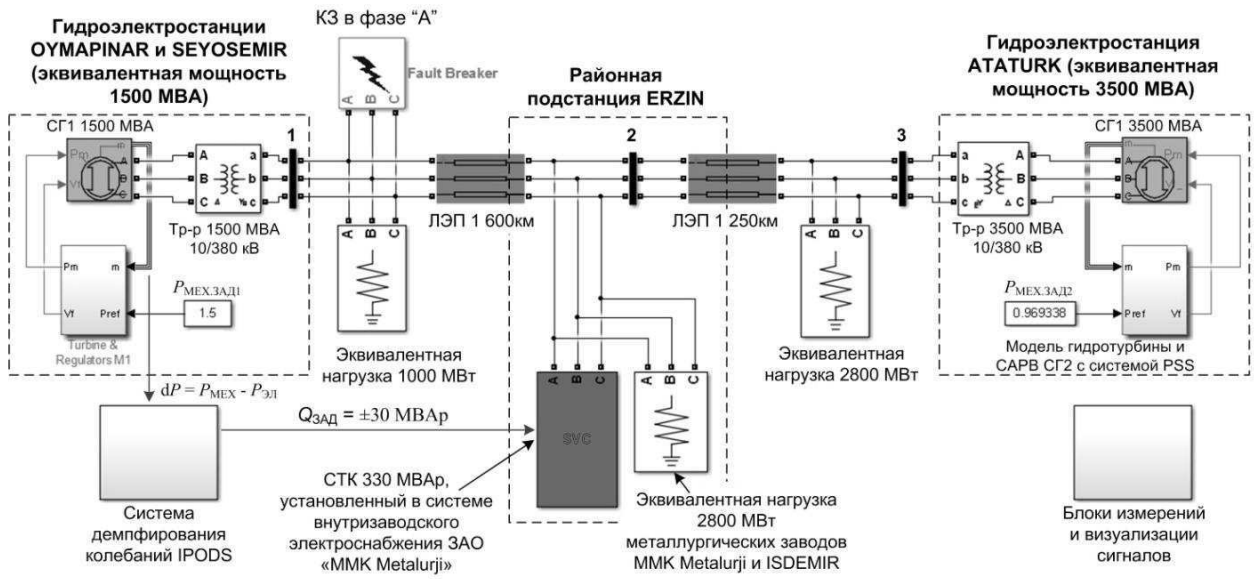


Рис. 3. Имитационная модель электроэнергетической системы

В модели производилось искусственное однофазное замыкание на землю в сети 380 кВ в непосредственной близости от первого эквивалентного генератора СГ1 и анализировались при этом процессы качания роторов генераторов в послеаварийный период. Графики переходных процессов приведены на рисунке 4. Рассматривались три возможные ситуации: а) возникновение аварии при неактивных системах PSS и IPODS; б) при задействованной системе PSS; в) одновременная работа двух систем PSS и IPODS.

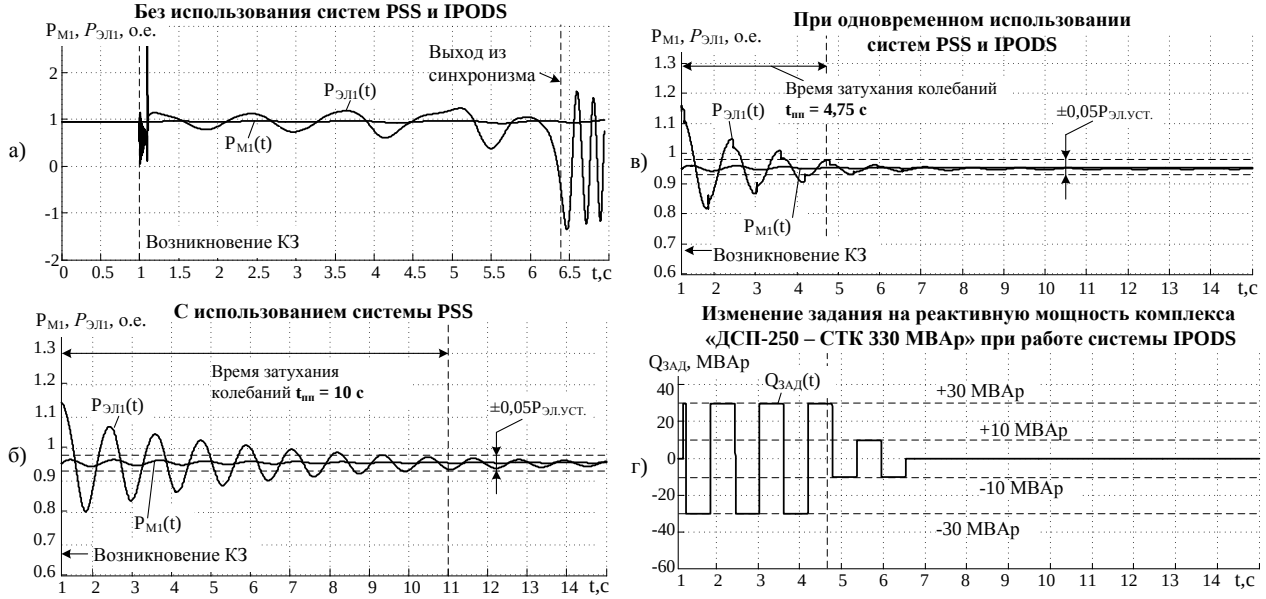


Рис. 4. Графики изменения электрической и механической мощностей эквивалентного синхронного генератора группы электростанций электроэнергетической системы провинции Hatay (Турция) при возникновении короткого замыкания в сети 380 кВ

В первом случае спустя 6,5 секунд после приложения возмущающего воздействия синхронный генератор первой электростанции выходит из синхронизма (рисунок 4а), во втором, благодаря формированию корректирующего задания на напряжение возбуждения СГ, наблюдается затухающий переходный процесс со временем затухания колебаний $t_{пп}$ = 10 с (рисунок 4б), в заключительном эксперименте, использование параллельной работы систем IPODS и PSS, является эффективным и позволяет уменьшить время колебаний мощности СГ1 с 10 до 4,75 секунд (рис.4в).

Выводы:

1. Статический тиристорный компенсатор является важным элементом системы электроснабжения сверхмощной дуговой сталеплавильной печи, который обеспечивает работу ДСП с заданной производительностью и поддерживает требуемые энергетические характеристики комплекса «ДСП-СТК». Помимо выполнения основных функций, СТК может быть эффективно использован для улучшения динамической устойчивости синхронных генераторов электростанций и для компенсации провалов напряжения в сетях внутризаводского электроснабжения.

2. Использование новых функций СТК требует частичной коррекции “классической” системы управления реактивной мощностью и введения дополнительных функциональных блоков, осуществляющих демпфирование колебаний мощности в электроэнергетической системе и компенсацию провалов напряжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Журавлев Ю.П., Корнилов Г.П., Храмшин Т.Р. Способы управления электрическим режимом электродуговых печей // Известия высших учебных заведений. Электромеханика.– 2006. – № 4.–С. 76 – 80.

2. Корнилов Г.П., Николаев А.А., Коваленко А.Ю. Средства и перспективы управления реактивной мощностью крупного металлургического предприятия // Электротехника. – 2008. – №5. – С 25-32.

3. Корнилов Г.П. Повышение эффективности работы сверхмощной дуговой сталеплавильной печи / Г.П. Корнилов, А.А. Николаев, Т.Р. Храмшин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – № 1. – С. 55 – 59.

4. Корнилов Г.П., Николаев А.А., Якимов И.А. Перспективы и средства повышения эффективности дуговых сталеплавильных печей за счет силового электрооборудования // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2009. – № 15(148). – С. 32-38.

5. Корнилов Г.П., Николаев А.А., Храмшин Т.Р. Анализ и оптимизация электрических режимов сверхмощных дуговых сталеплавильных печей // Электрометаллургия.–2013.– № 7. – С. 2 – 10.

6. Корнилов Г.П. , Шеметов А.Н., Храмшин Т.Р., Якимов И.А., Ануфриев А.В., Вахитов Т.Ю. Анализ режимов работы статического тиристорного компенсатора реактивной мощности дуговой сталеплавильной печи // Главный энергетик. – 2011. – № 3. – С. 30-34.

7. Николаев А.А. Повышение эффективности работы статического тиристорного компенсатора сверхмощной дуговой сталеплавильной печи: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова. Магнитогорск – 2009. – С. 20.

8. NikolaevA.A., KornilovG.P., AnufrievA.V. et. al. Electrical Optimization of Superpowerful Arc Furnances // Steel in Traslation, – Vol.44, – No. 4, – pp. 289-297.

9.Николаев А.А. Исследование режимов работы дуговых сталеплавильных печей в комплексе со статическими тиристорными компенсаторами реактивной мощности. Часть 1 / Николаев А.А., Корнилов Г.П., , Якимов И.А.// Электрометаллургия.–2014.– № 5.–С. 15– 22.

Научный руководитель: А.А. Николаев, к.т.н., заведующий кафедрой автоматизированного электропривода. Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

К.А.Пушков, О.М.Грунин, И.Ф.Суворов
Забайкальский государственный университет

В настоящее время методы оценивания состояния (ОС) электроэнергетических систем являются основным источником полной и достоверной информации о режиме работы электроэнергетической системы (ЭЭС).[1,4]

Актуальность повышения надежности и экономичности функционирования ЭЭС диктует необходимость дальнейшего повышения качества оценивания состояния, совершенствования программных средств анализа режимов. По этим причинам актуальной является работа по совершенствованию моделей, методов и программных средств оценивания состояния, а так же программ анализа режимов в традиционной (детерминированной) форме.

Под оценкой состояния ЭЭС понимаются задача сборки расчетной схемы замещения с использованием телесигналов (ТС) о состоянии коммутационных аппаратов и задача расчета установившегося режима на основе телеизмерений (ТИ). С этими задачами связано решение и таких вопросов, как проверка связности схемы, фильтрация измерений, содержащих грубые ошибки, устранение локальной не наблюдаемости режима, подавление сбойных замеров, уточнение параметров сети и т.п.

Предлагается универсальная модель анализа установившегося режима электрических систем. Модель позволяет проводить как расчет режима в детерминированной постановке (количество уравнений режима равно количеству искомых узловых напряжений), допуская смешанный состав данных, так и оценку состояния ЭЭС при избытке измеренных данных.

Существующие на данный момент модели и комплексы оценивания не в полной мере отвечают всем требованиям, предъявляемым к результатам оценки состояния. Предстоит решить следующие задачи:

- предложить универсальную и более строгую модель ОС;
- обеспечить точное соблюдение балансов тока в сетевых узлах;
- создать программы формирования псевдоизмерений, проверки связности схемы, коррекции весовых коэффициентов, выделения «сбойных» измерений;
- создать архив оценки состояния.

На основании анализа всех существующих моделей оценивания были разработаны универсальные модель и алгоритм ОС, отвечающие всем требованиям надежности расчетов и точности результатов.

Более строгая (чем в ПВК «КОСМОС») математическая модель имеет вид:

$$\varphi(X,Y)=\sum_{i=1}^{N} C_i[R_i(X,Y)-R_i^*]^2=(\mathbf{R}-\mathbf{R}^*)^t\mathbf{C}(\mathbf{R}-\mathbf{R}^*)\to\min, \quad (1)$$

при ограничениях F(X,Y)=0;

где X,Y- векторы напряжения «сетевых» (с нулевыми инъекциями) и нагрузочных (или генераторных) узлов схемы, соответственно; N- прошедшее фильтр количество измерений без учета нулевых нагрузок «сетевых» узлов; R,R*- векторы рассчитываемых и измеренных параметров режима, C- диагональная матрица весовых коэффициентов размером NxN; c_i-весовой коэффициент, учитывающий значимость и качество измерения R^*_i относительно других параметров; $R_i(X,Y)$- функция, определяющая режимный параметр R_i, через узловые напряжения, R^*_i- измеренное значение параметра, t- символ транспонирования,F(X,Y) – вектор-функция линейных уравнений балансов токов для сетевых узлов.

Обозначим вектор напряжения i-го узла схемы замещения как:

$$\dot{U}_i=V_i+jE_i\,(i=1,2...,n), \quad (2)$$

где V_i, E_i - продольная и поперечная проекции вектора, а n –общее количество узлов схемы. Уравнения балансов активных ($\Delta I_i^{'}$) и реактивных ($\Delta I_i^{''}$) токов для сетевых узлов тогда приобретают вид:

$$\Delta I_i^{'} = \sum_{j=1}^{n} (g_{ij} v_j + b_{ij} E_j) = 0; \quad i = 1,..., k, \tag{3}$$

$$\Delta I_i^{''} = \sum_{j=1}^{n} (g_{ij} E_j - b_{ij} V_j) = 0; \quad i = 1,..., k, \tag{4}$$

т.е являются линейными.

Применение ограничений позволяет избежать в процессе оценивания появления в сетевых узлах несуществующих нагрузок, что более точно отражает реальные объемы потребления и величину технических потерь электроэнергии.

Минимизация φ(X,Y) выполняется регуляризованным методом Гаусса-Ньютона [3] и завершается, как только напряжения от итерации к итерации изменяются менее чем заданная погрешность ε (в расчетах принимали ε=0.001 кВ).

Алгоритм оценивания:

1.Ввод и фильтрация исходных данных, проверка связности, сборка расчетной схемы электрической сети, формирование псевдоизмерений для обеспечения наблюдаемости режима , формирование массивов C и R.

2.Вычислить матрицу чувствительности A=dX/dYкоторая остается постоянной до тех пор, пока не изменится схема.

3.Принять k=0 и назначить стартовые значения напряжений несетевых узлов - Y_k.

4. По формуле $X_k=AY_k$ найти значение X_kи сформировать полный вектор узловых напряжений $\Delta U_k=(X_k|Y_k)^t$.

5. Сформировать матрицу:

$$J = \partial R / \partial Y + \partial R / \partial X * A \tag{5}$$

6. Рассчитать

$$H_k = J^t C J, \tag{6}$$

$$\nabla \varphi = J^t C (R - R^*) \tag{7}$$

7. Решить систему линейных уравнений:

$$(H_k + \beta E)\Delta Y_k = -\nabla \varphi_k, \tag{8}$$

определить вектор поправок ΔY_k($\beta \geq 0$- параметр регуляризации, выбираемый эмпирически, например, β=0,0001 для расчетов режимов в именованных единицах).

8. Вычислить $\Delta X_k=A\Delta Y_k$и получить объединенный вектор поправок $\Delta U_k=(X_k|Y_k)^t$.

9.Определить оптимальный шаг спуска $\alpha_к$ из условия $\min\varphi (U_k+ \alpha_k\Delta U_k)$ и уточнить узловые напряжения $U_{k+1}=U_k+ \alpha_k\Delta U_k$.

10. Если максимальное по модулю приращение узлового напряжения не превышает допускаемой погрешности, то U_{k+1}считается решением, иначе k=k+1 и на п.7.

В основе представляемого программного вычислительного комплекса (ПВК) лежит метод оценивания установившегося режима по измерениям. Исходными данными для расчета по вышеуказанному ПВК являются значения параметров схемы замещения,

значения величин перетоков мощности между узлами сети, значения напряжения в узлах, величины мощностей в нагрузочных и генераторных узлах, а так же весовые коэффициенты. Весовой коэффициент является показателем достоверности измерений и отражает вероятностный разброс значения величины параметра. Величина весового коэффициента может задаваться различной для каждого измерения, что позволяет понизить влияние на расчет заведомо недостоверных измерений, а следовательно снизить величину общесетевой погрешности. К величинам, содержащим большую погрешность, могут быть отнесены данные полученные не при помощи телеметрии (данные АСКУЭ, архивные данные узловых нагрузок, используемых в качестве псевдоизмерений, сведения из диспетчерской ведомости и т.п.), так как данные значения не являются мгновенными (последнее измерение за час).

В данном комплексе весовой коэффициент задается программно в виде [2]:

$$c_i = (c_i^{'} / \sigma_i)^2, \qquad (9)$$

где $c_i^{'}$ - коэффициент, учитывающий априорное качество измерения, равный 1 для достоверных измерений и 0,1 для сомнительных, σ_i равно величине кванта телемеханики (величина, на которую отличаются два соседних дискретных значения телеизмерения, обусловленная особенностью механизма их сбора и передачи по каналам связи).

Для псевдоизмерений предлагается способ вычисления σ_i исходя из границ изменения:

$$\sigma_i = k * \left| R_{i-}^{*} - R_{i+}^{*} \right| , \qquad (10)$$

где R_{i-}^{*}, R_{i+}^{*} - нижняя и верхняя границы изменения параметра, k – коэффициент, принимаемый равным 0,01…0,02 (что соответствует 50… 100 условным квантам).

ВЫВОДЫ:

1. Строгость математической модели позволяет обеспечить по сравнению с существующими ПВК повышение качества оценки установившихся режимов для нужд оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами. Более точно определяются генерация, потребление, потери мощности, неизмеряемые нагрузки подстанций, загрузка основного оборудования, коэффициенты трансформации автотрансформаторов связи и т.п. Качественная информация, получаемая при оценивании в on-line режиме, может использоваться другими ПВК для решения задач оптимизации или противоаварийного управления.

2. Предложенный метод Гаусса-Ньютона с регуляризацией обеспечивает вычислительную устойчивость итерационного процесса оценивания режима даже при малой избыточности измерений. Сходимость к решению обеспечивается за 4-7 итераций.

3. Создание архива результатов успешных оцениваний позволяет определить величину и структуру технических потерь электроэнергии, выявлять неисправные измерительные устройства, вычислять фактические погрешности измерении, обусловленные действием различных факторов. Архив полезен для формирования псевдоизмерений, необходимых для обеспечения наблюдаемости режима электрической системы, а так же для уточнения сопротивлений обмоток трехобмоточных (авто) трансформаторов в схеме замещения.

4. ПВК оценивания имеет дружественный интерфейс. Первый вариант комплекса проходил апробацию в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ. Проведенные испытания показали положительные результаты. Предлагаем дальнейшую разработку на базе ОАО «СО ЕЭС».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.:Наука,1976.220 с.

2. Вторушин А.С. Совершенствование моделей и методов оценивания состояния электроэнергетических систем: автореф. на соиск. учен.степ.канд. техн. наук/ ЧитГУ. Чита,2004. 27 с.
3. Грунин О.М. Математические задачи энергетики. Чита: ЧитГУ , 1997.110 с.
4. Гамм А.З., Герасимов Л.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. М: Наука,1983.303с.

Научный руководитель: И.Ф.Суворов., профессор кафедры электроэнергетики и электротехники Забайкальского Государственного Университета.

НОРМАЛИЗАЦИЯ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

А.Н. Висящев[2], А.С. Селезнев[1], С.А. Кондрат[2]
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет

Производство, передача, распределение и потребление электрической энергии в электроэнергетической системе тесно связанна с ее качеством.

В работе [1] для оценки соответствия показателей несинусоидальности напряжения нормам качества электрической энергии, приведены результаты натурных измерений гармонических составляющих напряжения в точках передачи электрической энергии потребителям в электроэнергетической системе. Проведенный анализ результатов измерений показывает существенное несоответствие отдельных гармонических составляющих напряжения допустимым значениям.

Целью работы является оценка эффективности приведения показателей несинусоидальности напряжения к нормативным значениям [2].

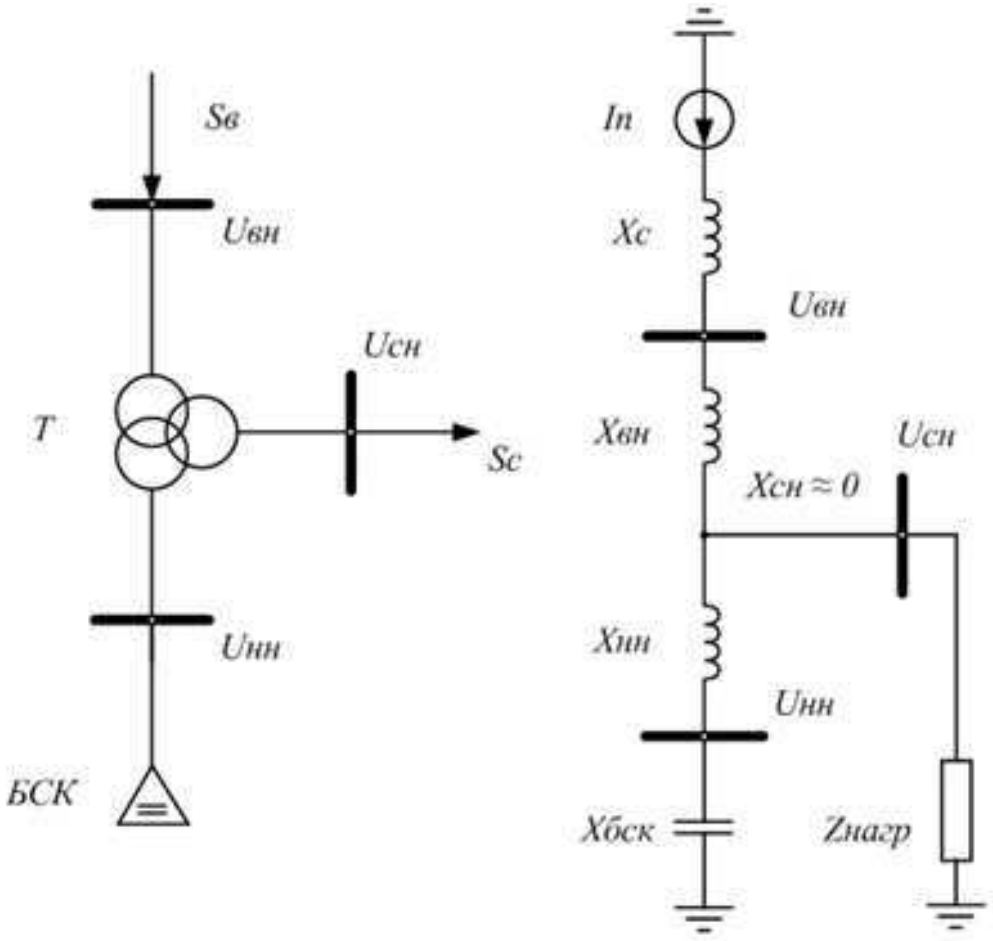
В электроэнергетических системах для нормализации несинусоидальных режимов используются активные, пассивные и гибридные фильтры высших гармоник [3,4,5,6].

Одним из вариантов решения поставленной задачи – является использование пассивного фильтра специальной настройки, изображенного на рисунке 1. Фильтр предлагается использовать в точке передачи электрической энергии потребителям, с преобладающими в сети двумя близлежащими “гармониками”, например 11-й и 13-й гармоническими составляющими напряжения [1,6]. Устройство фильтрации гармонических составляющих напряжения выполнено на основе резонансного контура с использованием в качестве индуктивности уже имеющегося в сети трехобмоточного трансформатора, а именно низкой обмотки силового трехобмоточного трансформатора (рисунок 1).

Сопротивление пассивного фильтра специальной настройки определяется выражением:

$$Z_{ф} = R + j\left(n\omega L - \frac{1}{n\omega C}\right), \qquad \textbf{(1)}$$

где R – активное сопротивление обмотки низкого напряжения трансформатора;
L – индуктивность обмотки низкого напряжения трансформатора;
C – ёмкость батареи статических конденсаторов;
n – резонансная частота настройки фильтра.
Величины R, L в выражении (1) определяются параметрами трансформатора.



а) б)

Рисунок 1 - Пассивный фильтр специальной настройки:
а) схема электрических соединений; б) схема замещения

Резонансная частота настройки фильтра:

$$n = \frac{n_1 + n_2}{2}, \qquad (2)$$

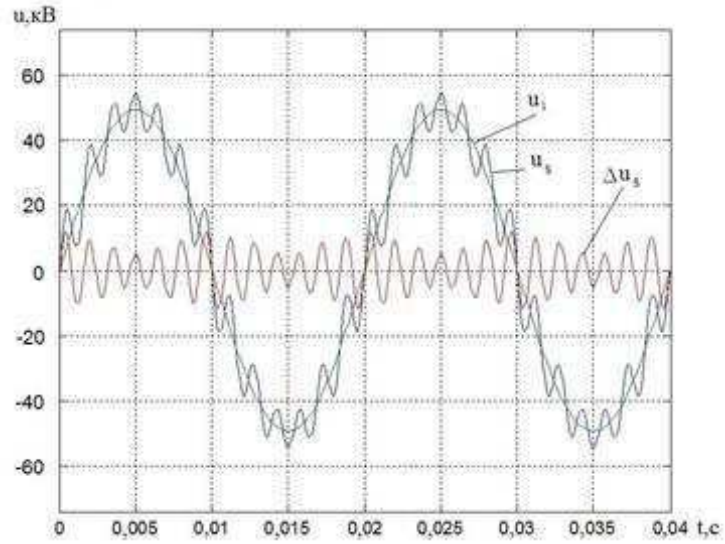
где n_1 и n_2 – частоты двух близлежащих гармоник.

Ёмкости C выбирается из условия создания последовательного резонансного контура по выражению:

$$C = \frac{1}{n^2 L}, \qquad (3)$$

при этом $Z_{\phi} = R.$

Для моделирования схемы электроснабжения с подключенным пассивным фильтром специальной настройки к низкой обмотки силового трехобмоточного трансформатора, использовалась математическая система Matlab с пакетом Simulink [7]. Выполнено имитационное моделирование схемы приведенной на рисунке 1 для оценки эффективности компенсации высших гармоник пассивным фильтром специальной настройки. Результаты моделирования в виде осциллограмм напряжения до подключения фильтра представлены на рисунке 2а, после подключения фильтра представлены на рисунке 2б.



а)

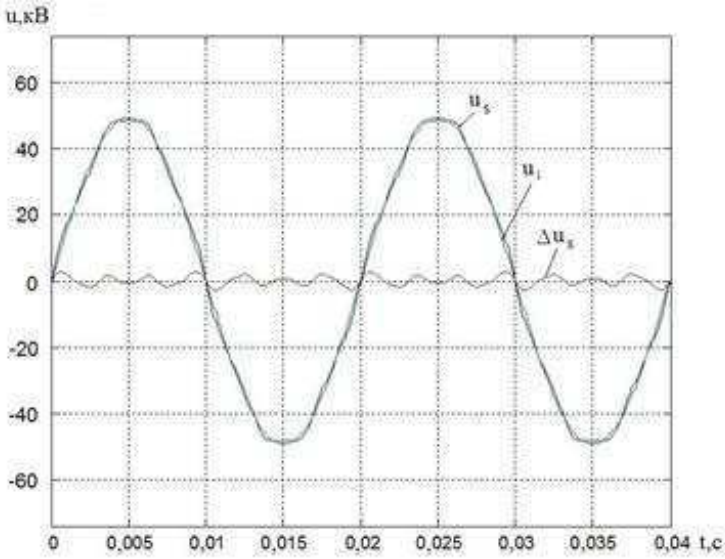


Рисунок 2 - Осцилограммы напряжений (u_S, - сетевое напряжение; u_1- основная гармоника сетевою напряжения; Δu_S - отклонение сетевогонапряжения от основной гармоники):а) - в узле сети, до подключения пассивного фильтра специальнойнастройки; б) - в узле сети, после подключения пассивного фильтраспециальной настройки.

Применение пассивного фильтра специальной настройки для схемы, приведенной на рисунке 1, позволяет снизить значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения Ku в точке передачи электрической энергии потребителямс 15 до 3%, тем самым решить задачу нормализации несинусоидальных режимов.

Широкое применение помимо пассивных фильтров для нормализации несинусоидальных режимов находят активные фильтры [3]. Системы управления, которых позволяют отслеживать изменения, происходящие в электроэнергетической системе в режиме реального времени. В активных фильтрах для снижения уровня высших гармоник в сети происходит суммирование сетевого сигнала и сигнала ошибки, который формируется в активном фильтре и подается в противофазе в сеть. Структурная схема такого фильтра представлена на рисунке 3.

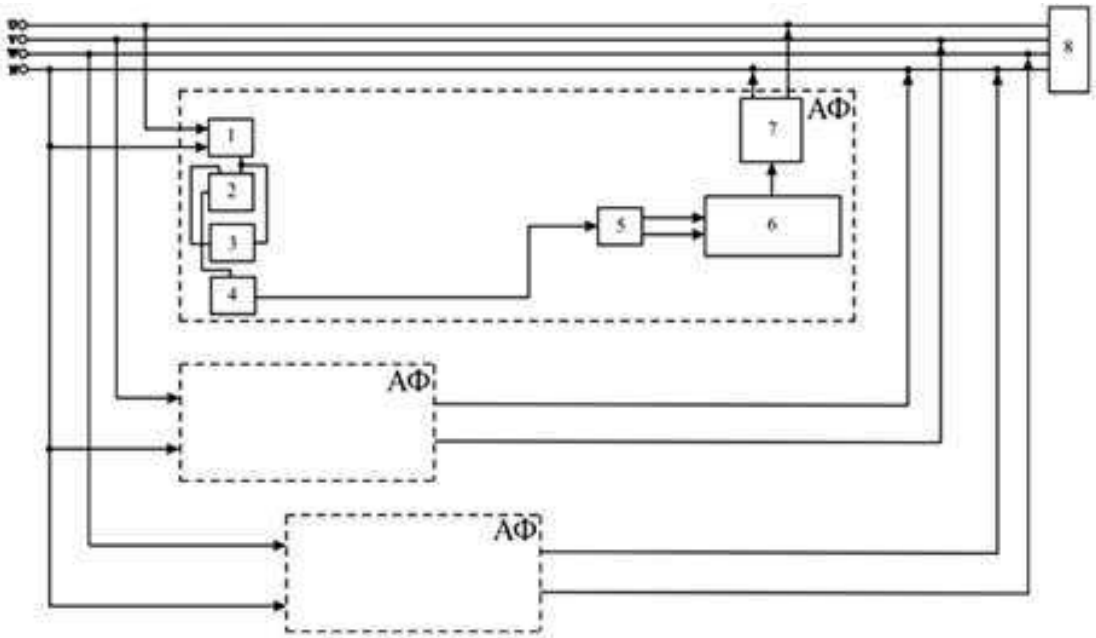


Рисунок 3 - Структурная схема трехфазного активного электрического фильтра,выполненного на аналогово-цифровой базе.

На рисунке 3 приведены трехфазный активный электрический фильтр состоящий из систем преобразования входной информации 1, сумматоров 2, синхронизованной с сетью системой формирования эталонного сигнала 3, широтно-импульсных модуляторов (ШИМ) 4, буферных каскадов 5, импульсных усилителей мощности 6, LC-фильтров 7, мощной нелинейной нагрузки 8. Результат моделирования нормализации несинусоидальных режимов с использованием активного фильтра высших гармоник до включения фильтра и после включения фильтра в момент времени $t_{вкл}$ представлен на рисунке 4. Сигнал ошибки получен как разность между сигналом сети и эталонным сигналом, привязанным по фазе и частоте к напряжению сети [4].

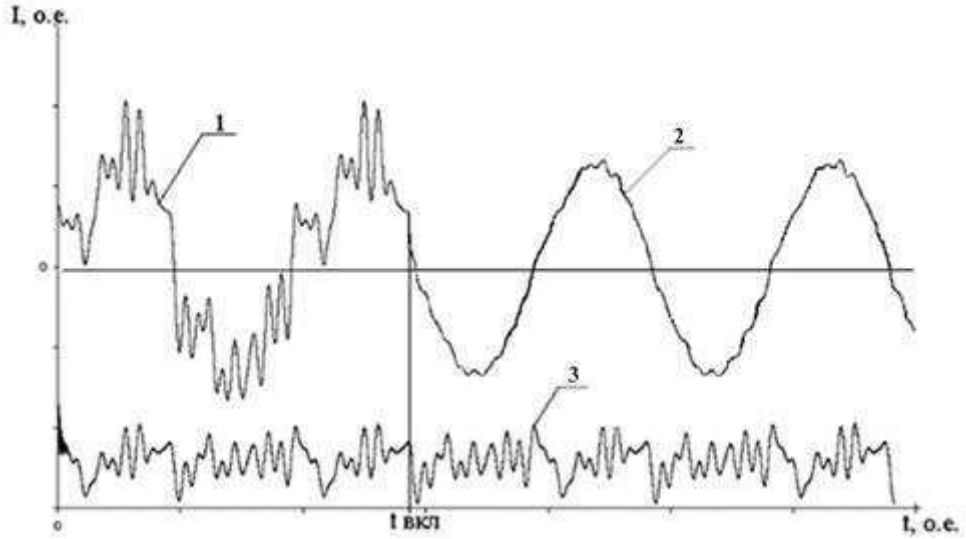


Рисунок 4 - Форма кривой тока в нагрузке:
1 - форма тока в сегн до включения фильтра;
2 - форма тока в сети после включения фильтра;
3 - сигнал ошибки

В схеме за счет применения блоков управления на базе аналого-цифровых электронных схем достигается довольно точная следящая система.

Применение активного фильтра высших гармоник, позволяет снизить значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения Ku в точке передачи

электрической энергии потребителямс 15 до 1%, тем самым решить задачу нормализации несинусоидальных режимов.

На базе активных и пассивных фильтров реализованы гибридные фильтры высших гармоник.

Возможность управления таким фильтром позволяет подстраивать его при изменении или отклонении резонансной частоты, в результате чего снижается уровень гармонических составляющих в сети в более широком диапазоне компенсируемых гармонических составляющих в сравнении с пассивным фильтром. При этом часть относительно постоянных гармонических составляющих компенсируется пассивным фильтром, а часть – активным, что позволяет снизить гармонические составляющие напряжения в электрической сети до нормативных значений [5].

Эффективность нормализации несинусоидальных режимов с использованием гибридных фильтров высших гармоник в данной работе не рассматривалась.

ВЫВОДЫ

Нормализация несинусоидальных режимов в точках передачи электрической энергии потребителям электроэнергетической системы на основе использования фильтров высших гармоник достижима с точностью определяемой построением фильтров и протекающими в них процессами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Селезнев А.С. Фильтры специальной настройки для минимизации уровня высших гармоник в распределительной сети ПС “Покосное”// Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды международной научно-технической конференции. – Самара: СамГТУ, 2011 г. Т.1. – С. 74-77.

2. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения / М., Изд-во: Стандартинформ. 2012. – 20 с.

3. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331с., ил.

4. Литовкин Г.И., Орлов А.И., Третьяков А.Н. Средства улучшения качества электрической энергии на сельскохозяйственных предприятиях // Электротехника. – 2005. – №12. – С. 29-32.

5. Мустафа Г.М. Применение гибридных фильтров для улучшения качества электроэнергии / Г.М. Мустафа, А.Ю. Кутейникова, Ю.К. Розанов, И.В. Иванов // Электричество. – 1995. – №10. – С. 33-39.

6. Селезнев А. С. Снижение уровня высших гармоник в электрических сетях высокого напряжения / А. С. Селезнев // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2014. – № 4(87). – С. 143-148.

7. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс: Спб.: Питер, 2008. – 288с.

Научный руководитель: А.Н. Висящев, к.т.н., профессор, профессор кафедры электрических станций, сетей и систем НИ ИрГТУ.

ОЦЕНКА АБСОЛЮТНОЙ ПОГРЕШНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСАХ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

К.А. Сидоров
Филиал открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга

В энергосистеме применяются различные устройства автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР), которые отличаются способами выявления асинхронного режима. Устройства АЛАР имеют дефицит входной информации, так как её сбор происходит с измерительных трансформаторов в месте установки устройства, что не дает безошибочного определения приращения угла δ нескольких частей энергосистемы. Поэтому большинство устройств АЛАР основаны на дистанционном принципе. В системообразующей сети ОЭС Юга (220-500 кВ), в качестве основных устройств АЛАР используются устройства фиксирующие изменение сопротивления – ФССС, ФЦС. Для настройки этих устройств требуется трудоемкий процесс расчета параметров асинхронного режима (годографов комплексного сопротивления) и выбора уставок на их основании. Для уменьшения трудозатрат при производстве расчетов, был применен ПК «Rastrwin3» с модулем ТКЗ, с возможностью программирования алгоритма расчета и обработки результатов, используя разработанную методику расчетов и выбора уставок.

Данные расчеты асинхронных режимов, выполняются при следующих допущениях:

- *E*` генераторов за сопротивлением *x*d` постоянна;
-роторы генераторов в электрическом и магнитном отношении симметричны;
-нагрузки представляются постоянными шунтами [1].

Данная методика основывается на том, что в начальный момент асинхронный ход двухмашинный это позволяет производить расчеты годографов I, Z, P по ПК «Rastrwin3» задавая углы векторов ЭДС группы генераторов, находящихся на одной стороне от сечения асинхронного хода.

Достоинство данной методики в том, что для поиска настроечных режимов, достаточно получить значение Z или I_{ax} при развернутых на 180 градусов ЭДС генераторов асинхронно работающих частей энергосистемы, что значительно снижает трудозатраты. Так же на ПК «Rastrwin3» можно автоматизировать процесс выбора настроечных режимов, построения годографов, выбора уставок срабатывания, запрограммировав данный алгоритм.

Далее приведен краткий пример способа построения годографов сопротивления, для выбора уставок срабатывания устройств АЛАР ФССС, ФЦС с помощью программ расчета установившихся режимов.

1) Выбор настроечных режимов

Вопрос выбора настроечных режимов, заключается в поиске «крайних» режимов, при которых устройство должно сработать. При этом полагается, что все возможные расчетные режимы будут находиться между двумя «крайними»[3]. Годографы комплексного сопротивления представлены на рисунке 1.

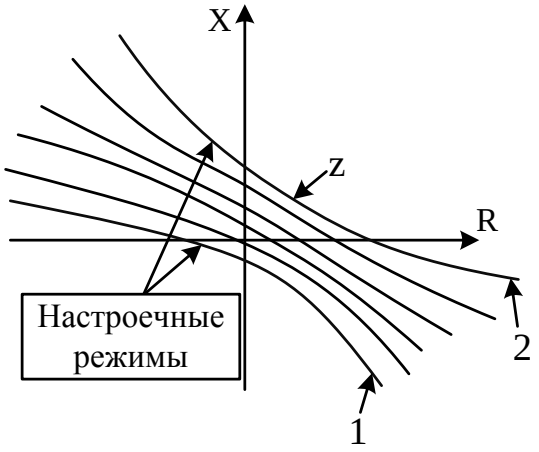


Рис. 1. Годографы сопротивления в месте установки АЛАР

Из расположения на комплексной плоскости годографов сопротивления, видно, что настроечными будут режимы №1 и №2. Причиной выбора этих режимов послужила удаленность электрического центра качаний (ЭЦК). Если сопротивление Z равно (1), то для его расчета нам необходимо иметь значение модуля и угла напряжения и тока[2].

$$\dot{Z} = \frac{\dot{U}}{\dot{I}} = \frac{Ue^{j\varphi 1}}{Ie^{j\varphi 2}} = \frac{U}{I}e^{j(\varphi 1-\varphi 2)} = Ze^{j\varphi} \qquad (1)$$

Результатом будут значения модуля полного комплексного сопротивления и его угол. Принимаем, что если:

$$(\varphi 1 - \varphi 2) \in [0;180], \text{то } \varphi = "+" \qquad (2)$$

$$(\varphi 1 - \varphi 2) \in [180;360], \text{то } \varphi = "-" \qquad (3)$$

Согласно (2) и (3) вектор Z может указывать на два направления из узла установки устройства АЛАР, положительное и отрицательное рисунок 2б. Это направление указывает на направление расположения ЭЦК. На рисунке 2б показано графическое представление метода поиска «крайних» режимов по расположению ЭЦК. Представим защищаемый участок ВЛ в виде отрезка и нанесем на него точку годографа полного комплексного сопротивления при δ=180̊, для каждого из режимов представленных на рисунке 2а. Как видно из рисунка 2б, в режиме №1 ЭЦК расположен «за спиной» устройства АЛАР. В режиме №2 ЭЦК расположен на защищаемой линии.

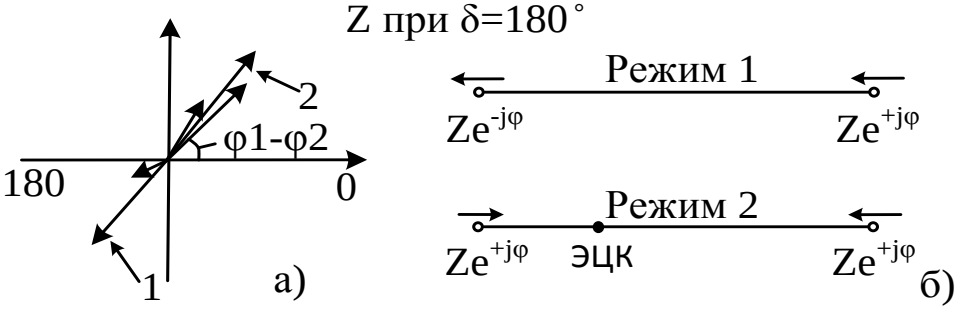


Рис. 2. Положение ЭЦК в «крайних» режимах, при δ=180̊

Таким образом найдены самые удаленные положения точки ЭЦК от устройства АЛАР, данные режимы являются настроечными.

2) Построение годографов сопротивления настроечных режимов.

Необходимо учесть, что состав генераторов и сечение асинхронного хода, определяется расчетами динамической устойчивости на программах расчета переходных

процессов. Как показано в (1), для построения годографов в координатах R,X необходимо получить значения $Ue^{j\varphi 1}$ и $Ie^{j\varphi 2}$ при асинхронном ходе, далее вычисляем значения r и x:

$$r = \frac{U}{I}\cos(\varphi 1 - \varphi 2); x = \frac{U}{I}\sin(\varphi 1 - \varphi 2)$$

Для получения $Ue^{j\varphi 1}$ и $Ie^{j\varphi 2}$ асинхронного хода, необходимо вручную задать угол ЭДС генераторов асинхронно работающей части энергосистемы. Необходимо получить эти значения по защищаемому участку за один полный «проворот» при δ от 0 до 360 градусов с шагом по 10-30 градусов. В результате получаем годографы сопротивления, с помощью которых можно определить уставки устройства АЛАР ФССС, ФЦС нанося на них зоны срабатывания органов сопротивления.

Для оценки абсолютной погрешности результатов расчета асинхронного режима работы энергосистемы, в качестве примера используется сравнение результатов расчета асинхронного хода Краснодарской ТЭЦ относительно ОЭС на программном комплексе расчета электромеханических переходных процессов «EuroStag» и программном комплексе расчета установившихся режимов «Rastrwin3» с модулем расчета ТКЗ. Пример такого сравнения представлен на рисунке 3.

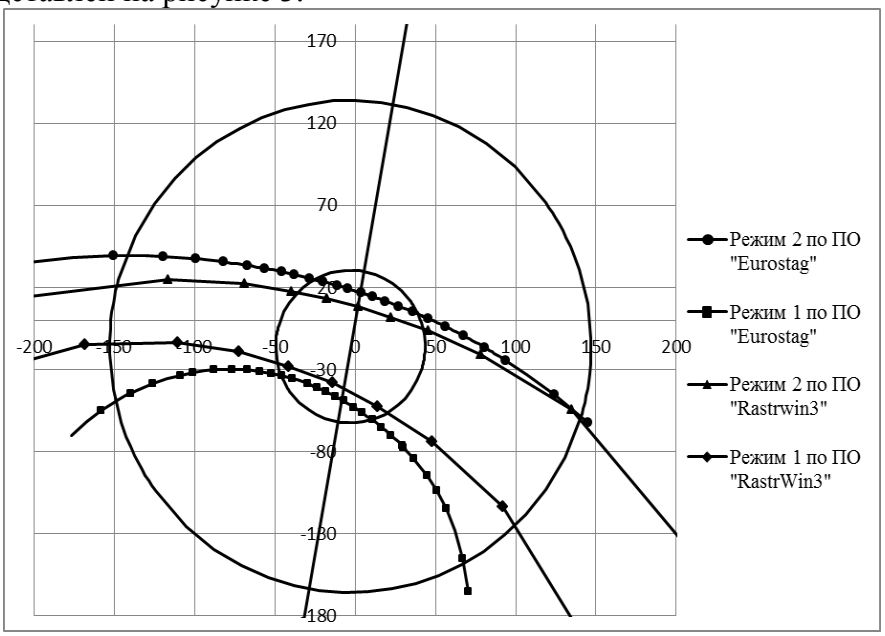


Рис. 3. Годографы сопротивления на одной из ВЛ 220 кВ отходящих от Краснодарской ТЭЦ

Для получения средней абсолютной погрешности расчета асинхронного хода при использовании программы расчета установившихся режимов будет находиться среднее арифметическое значение получившихся абсолютных погрешностей расчета годографа сопротивления в точках соответствующих углам кратным 30 градусам между эквивалентными ЭДС в диапазоне от 30 до 330 градусов согласно (4).

$$\sigma_{cp} = \frac{|Z_{i1} - Z_{i2}|}{n} \qquad (4)$$

Где Z_{i1} - сопротивление полученное на ПК «EuroStag» для i-ого значения угла между эквивалентными ЭДС (i=30,60…330); Z_{i2} - сопротивление полученное на ПК «Rastrwin3» для i-ого значения угла между эквивалентными ЭДС; n – количество сравниваемых точек сопротивления в диапазонах углов эквивалентных ЭДС (n=1,2,3…).

Для упрощения анализа результатов расчетов средней абсолютной погрешности в таблице 1 приведены значения максимальной абсолютной погрешности из 10 точек комплексного сопротивления и средней абсолютной погрешности.

Таблица 1. Погрешности расчетов асинхронного режима

№ Опыта расчета	$\sigma_{\text{i max}}$, Ом	$\sigma_{ср}$, Ом
1	12,2	4,8
2	10,6	5,7
3	13,1	5,5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Количественно величину абсолютной погрешности расчета имеет смысл оценивать только относительно радиуса зоны срабатывания органа сопротивления устройства АЛАР, в данном примере величина абсолютной погрешности расчета не превышает 10% от диаметра зоны срабатывания органа сопротивления. Если принимать во внимание, что уставки срабатывания органов сопротивления устройств АЛАР выбираются с существенным запасом, погрешности данного метода расчета асинхронных режимов достаточно для выбора уставок срабатывания устройств АЛАР.

Данная методика расчетов параметров асинхронного режима позволяет снизить трудозатраты на производство таких расчетов, а в случае применения автоматизированного алгоритма время расчетов снижается до минимального.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Беркович М. А., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. М.: Энергия, 1968. 432 с.
2. Павлов Г. М., Меркурьев Г. В. Автоматика энергосистем. Санкт-Петербург: Папирус, 2001. 387 с.
3. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. 390 с.

Научный руководитель: Ю.Г. Кононов, д.т.н., профессор, директор Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий СКФУ, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения СКФУ.

EFFICIENT APPLICATIONS OF NANOTECHNOLOGIES IN THE ENERGY SECTOR

Н.Е. Палухин
НИ ТПУ, ЭНИН, кафедра ЭЭС

Nanotechnology is an interdisciplinary field of basic and applied science and technology, which deals with the accumulation of theoretical basis and practical methods of investigation, analysis and synthesis, as well as methods of manufacture and use of products with a given atomic structure by controlled manipulation of individual atoms and molecules.

Nanotechnologies are worldwide regarded as key technologies for innovations and technological progress in almost all branches of economy. Nanotechnologies refer to the target-oriented technical utilization of objects and structures in a size in the range of 1 and 100 nm. They are less seen as basic technologies in the classical sense with a clear and distinct definition, since they describe interdisciplinary and cross-sector research approaches, for example in electronics, optics, biotechnology or new materials, using effects and phenomena which are only found in the nano-cosmos. [1]

Nanotechnologies provide the potential to enhance energy efficiency across all branches of industry and to economically leverage renewable energy production through new technological solutions and optimized production technologies. In the long run, essential contributions to sustainable energy supply and the global climate protection policy will be achieved. Here, nanotechnological innovations are brought to bear on each part of the value-added chain in the energy sector.

Low-Loss Power Supply through Nanomaterials.

Considerable progress was made in the development of high-temperature superconductors in the last years through the production of yttrium-barium copper oxide (YBCO) on metallic carriers (so-called Coated Conductors, CC), which significantly extended the processability and applicability of this material class. Cable lengths of over 600 m could already be realized. Superconductors will play a growing role in energy technology for low-loss wired power supply, in coil windings and bearings of electric engines as well as in residual current circuit breakers in high-voltage grids. The most important challenge is the production of all deposited layers (superconducting and buffer protection layers) by chemical means from low-cost precursor to decrease costs to an economically attractive value. Nanotechnologies provide toeholds for the control of the microstructure in layer formation, for example through specific insertion of nanoparticles in the form of particle inclusions in the lattice structure. Currently, superconductive nanostructured systems from sol-gel precursors are being developed in a project supported by the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF). In the long run, cables of carbon nanotube composites as high-efficient conductors could be an alternative for a low-loss power supply line in high-voltage grids. This, however, would require further significant progresses with regard to more efficient production methods and technologies for the production of long CNT-fibers with uniform structure. [1]

Nanostructured Insulation Materials for High-Voltage Power Lines.

Efficiency of power transfer in high-voltage power lines increases with increasing amperage. In Europe, current is usually conducted at approx. 400 kV, while in extensive countries like China and India high-voltage grids with up to 1500 kV are aspired. Due to increased voltages and the required current compaction as a result of the feeding of decentralized power generators and the supply of huge metropolitan areas, the electrical and mechanical strains on high-voltage power lines are growing. Hence, a central task of high-voltage technology is the further development of electric insulation systems, for example through the application of nanomaterials. The material design on the nanoscale enables the optimization of electric insulation properties like breakdown voltage, for example, through the application of nanostructured metal oxide powder in varistors as protection elements against overvoltages in power lines. Multifunctional, non-linear and auto-adaptive insulation systems are in development, the mechanical and electrical properties of which change with field strength, temperature or mechanical stress and adjust optimally to the power demand.

Nanotechnologies within Smart Grids.

The worldwide increasing liberalization of the electricity market will significantly increase the future demand on the flexibility of the power grids. Trans-European power trading requires efficient energy distribution even over long distances, a flexible adjustment to temporarily strongly fluctuating demands and a quick controllability of the power flow to limit the extent of grid failures and the risk of extensive blackouts. The existing power distribution grid encounters limits even regarding the growing decentral power supply from fluctuating renewable sources. The future power distribution requires grids which enable a dynamic load and failure management as well as a demand-driven energy supply with flexible price mechanisms. [2] Nanotechnologies could contribute essentially to the realization of this vision, for example through nanosensoric and power electronic components, which could cope with the extremely complex control and monitoring of such grids. Here, miniaturized magnetoresistive sensors on the basis of magnetic nanolayers provide potentials to enable an area wide online-metering of current and voltage parameters in the grid.

Efficient Application of Wireless Nanocrystals.

Use of wireless technologies refers to the perspective trends characterizing the modern stage of the scientific and technological development. In particularly, the tendency is rapidly evolving in the energy sector involving energy distribution and transmission, and nanotechnologies provide solutions to a variety of urgent problems in this area.

A wireless nanodevice that functions like a fluorescent light — but potentially far more efficiently — has been developed in a joint project between the National Nuclear Security Administration's Los Alamos and Sandia national laboratories. The experimental success efficiently causes nanocrystals to emit light when placed on top of a nearby energy source, eliminating the need to put wires directly on the nanocrystals. [3]

The energy source is a so-called quantum well that emits energy at wavelengths most easily absorbable by the nanocrystals. The efficiency of the energy transfer from the quantum well to the nanocrystals was approximately 55 percent — although in theory nearly 100 percent transfer of the energy is possible and might be achieved with further tweaking. The work is another step in creating more efficient white-light-emitting diodes — semiconductor-based structures more efficient and endurable than the common tungsten light bulb.

Reduction of lighting costs is of wide interest because on a world scale, lighting uses more electrical energy per year than any other human invention. Nanocrystals pumped by quantum wells generate light in a process similar to the light generation in a fluorescent light bulb. [3]

There, a captive gas permeated by electricity emits ultraviolet light that strikes the phosphor-coated surface of the bulb, causing the coat to emit its familiar, overly white fluorescent light. The current work shows that the nanocrystals can be pumped very efficiently by a peculiar kind of energy transfer that does not require radiation in the usual sense. The process is so efficient because unlike the fluorescent bulb, which must radiate its ultraviolet energy to the phosphor, the quantum well delivers its ultraviolet energy to the nanocrystal very rapidly before radiation occurs.

Because the emissions of nanocrystals (a.k.a. quantum dots) can be varied merely by controlling the size of the dot rather than by the standard, cumbersome process of varying the mix of materials, no known theoretical or practical barriers exist to pumping different-sized quantum dots that could individually emit blue, green, or red light, or be combined to generate white light.

The quantum well, about three nanometers thick, is composed of a dozen atomic layers. It coats a wafer two inches in diameter and is composed of indium gallium nitride. The film is not fabricated but rather grown as crystal, with an energy gap between its different layers that emits energy in the ultraviolet range at approximately 400 nm.

In this proof-of-principle work, the energy in the quantum well was delivered with a laser. Although the difficulties of inserting energy into the quantum well using an electrical connection rather than laser light are significant, it is considered to be feasible.

As a conclusion we can say, that in view of a globally increasing energy demand, threatening climatic changes due to continuously increasing carbon dioxide emissions, as well as the foreseeable scarcity of fossil fuels, the development and provision of sustainable methods for power generation belong to the most urgent challenges of mankind. Massive effort at political and economical level is required to basically modernize the existing energy system. Growing efficiency and new methods through nanotechnological know-how may play a key role for the required innovation in the energy sector.

Nanotechnological components provide potentials for the more efficient utilization of energy reserves and the more economical development of renewables. Nanostructured insulation materials are to be implemented in smart grids and, as a result, they will contribute to the dynamic load and failure management as well as a demand-driven energy supply with flexible price mechanisms. Introduction of wireless nanocrystals is seen as a productive step in creating more efficient white-light-emitting diodes that will allow to reduce lighting costs.

To sum up, the design of a future energy system requires new long-term investments in research activities based on realistic potential assessments and careful adaptation of the individual supply chain components based on cutting-edge nanotechnologies.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Application of Nanotechnologies in Energy Sector. [Электронный ресурс] – URL: http://www.hessen-nanotech.de/, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 12.11.2013 г.
2. Nanotechnology. [Электронный ресурс] – URL: http://www.bakerinstitute.org/programs/, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 23.10.2013 г.
3. Wireless Nanocrystals Efficiently Radiate Visible Light. [Электронный ресурс] – URL: ttp://www.photonicsonline.com/doc/, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 15.11.2013 г.

Научный руководитель: И. А. Черемисина Харрер, доцент, к.ф.н., ЭНИН, ТПУ.

УПРОЩЕННАЯ МОДЕЛЬ БЕСЩЕТОЧНОЙ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ С ОГРАНИЧИТЕЛЯМИ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И РАССМОТРЕНИЕ ПРИНЯТЫХ ДОПУЩЕНИЙ

О.В. Гуриков
Открытое акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (ОАО «НТЦ ЕЭС»)

Введение

Для синхронных генераторов применяются бесщеточные системы возбуждения (БСВ), которые являются наиболее современными и перспективными электромашинными системами возбуждения. В БСВ ток возбуждения подается в обмотку возбуждения генератора без применения контактных колец и щеток, что повышает надежность и эксплуатационные качества всей системы возбуждения.

Бесщеточный возбудитель состоит из обращенного синхронного генератора и вращающегося неуправляемого выпрямителя, жестко соединенных с ротором главного синхронного генератора. У обращенного генератора обмотки переменного тока помещаются на роторе, а обмотка возбуждения – на статоре [1].

Обмотка возбуждения обращенной машины вносит запаздывание в сигнал управления АРВ, что увеличивает инерционность системы управления. Такое запаздывание ухудшает динамические характеристики возбудителя и может приводить к самораскачиванию генераторов при приближении их загрузки к номинальной. Для улучшения характеристик вводится жесткая отрицательная обратная связь по напряжению возбуждения главного генератора (ЖОС), повышаются потолочные значения напряжения возбуждения обращенного генератора, а так же возможно последовательное включение добавочного сопротивления в обмотку возбуждения обращенного генератора [2].

Постановка задачи

В ОАО «НТЦ ЕЭС» выполняется целый спектр работ по анализу колебательной и динамической устойчивости энергосистем. Для этого необходимо обладать корректными для данных задач моделями элементов энергосистем, в том числе и цифровой моделью БСВ для проведения расчетов в программно-вычислительных комплексах (ПВК).

Изначально использовалась схема замещения БСВ в виде одного апериодического звена, реализованная, например, в ПВК Мустанг. Потребности в более точных расчетах статической и динамической устойчивости вызвали потребность в создании более сложных и подробных моделей БСВ. Так, была разработана модель, в которой учитываются процессы в

диодном преобразователе и обращенном генераторе по упрощенным уравнениям [3,4]. Однако и данная модель не может удовлетворить одни из следующих требований.

Для целей анализа колебательной и динамической устойчивости энергосистем необходимо, чтобы цифровая модель БСВ: корректно отображала динамику изменения напряжения возбуждения главного генератора в процессе регулирования, форсировки и расфорсировки; обеспечивала корректную работу ограничителей; позволяла учесть наличие ЖОС и добавочного сопротивления.

Корректность может быть доказана только путем сравнения модели и данных, полученных с реального объекта. Причем обязательно проведение опытов в различных режимах работы главного генератора: на холостом ходу и при работе параллельно с сетью с различной загрузкой по активной мощности.

Описание модели

В [3, 4] описана упрощенная модель бесщеточного диодного возбудителя, которая в настоящий момент применяется в большинстве расчетных комплексов. В модели приняты следующие допущения:

1) диодный преобразователь моделируется по основной гармонике тока питающей сети и по его внешним характеристикам;

2) в течении коммутационного цикла потокосцепления обмоток обращенного синхронного генератора, а так же ток и напряжение главного генератора постоянны;

3) диодный преобразователь трехфазный, работает по схеме «звезда Ларионова»;

4) система нелинейных алгебро-дифференциальных уравнений линеаризуется в точке установившегося режима;

5) во время переходного процесса диодный преобразователь не совершает переходов между режимами работы;

6) насыщение стали обращенной синхронной машины не учитывается;

7) влияние демпферных контуров, активное сопротивление якоря и изменение поперечного тока якоря возбудителя не учитывается;

8) влияние трансформаторной ЭДС обращенной синхронной машины не учитывается;

9) влияние ЭДС скольжения обращенной синхронной машины не учитывается;

10) постоянство питающего напряжения тиристорного преобразователя системы возбуждения обращенной машины и отсутствие падения напряжения на тиристорах;

11) обращенный генератор находится на одном валу с основным генератором, но при этом его механический момент равняется нулю;

12) активное сопротивление ротора главного генератора принимается постоянным как в переходном процессе, так и во всех установившихся режимах.

В результате указанных допущений будет справедливо представить модель бесщеточного возбудителя в форме:

$$U_f = \frac{K_1}{1 + pT_1} u_f - K_2 \frac{1 + pT_2}{1 + pT_1} I_f, \qquad (1)$$

где U_f и I_f – напряжение и ток возбуждения главной синхронной машины, е.в.н.;

u_f – напряжение возбуждения обращенной синхронной машины, е.в.н. (приведено к единицам главного генератора);

K_1, K_2, T_1, T_2 – коэффициенты и постоянные времени, зависящие от параметров обращенной машины, формулы для их определения указаны в [3].

Благодаря принятому упрощению №10 напряжение возбуждения обращенной синхронной машины будет пропорционально выходному сигналу АРВ U_{APB}. В относительных единицах можно записать:

$$u_f = U_{APB}, \qquad (2)$$

Однако, в данной модели [3, 4] не учтено наличие ограничителей режимных параметров, наличие ЖОС и возможность последовательного включения добавочного сопротивления в обмотку возбуждения обращенного генератора. Предлагается дополнить модель следующими уравнениями.

Напряжение возбуждения обращенной машины с учетом действия ЖОС может быть записано:

$$u_f = U_{АРВ} - K_{ЖОС} \cdot (U_f - U_{АРВ}), \quad (3)$$

где $K_{ЖОС}$ – коэффициент ЖОС, как правило, принимается равным 10 для большинства бесщеточных систем возбуждения.

Кроме того, налагаются ограничения на значения напряжения возбуждения обращенной и главной синхронной машины:

$$0 \le U_f \le U_{f\,max}, \quad (4)$$

$$u_{f\,min} \le u_f \le u_{f\,max}, \quad (5)$$

где $U_{f\,max}$ – потолочное значение напряжения возбуждения главной машины,

$u_{f\,min}$ и $u_{f\,max}$ – потолочные значения напряжения возбуждения обращенной машины.

При наличии добавочного сопротивления необходимо пересчитать переходную постоянную времени обмотки возбуждения возбудителя $T'_{d0вR}$, которая используется при расчете параметров упрощенной модели K_1, K_2, T_1, T_2, и поточные значения $u_{f\,min\,R}$, $u_{f\,max\,R}$:

$$T'_{d0вR} = T'_{d0в} \cdot \frac{R_{рот}}{R_{рот} + R_{доб}}, \quad (6)$$

$$u_{f\,min\,R} = u_{f\,min} \cdot \frac{R_{рот}}{R_{рот} + R_{доб}}, \quad (7)$$

$$u_{f\,max\,R} = u_{f\,max} \cdot \frac{R_{рот}}{R_{рот} + R_{доб}}, \quad (8)$$

$T'_{d0в}$ – переходная постоянная времени по продольной оси обращенного генератора при разомкнутом якоре;

$R_{рот}$ – активное сопротивление ротора обращенного генератора, Ом;

$R_{доб}$ – последовательно включенное в обмотку возбуждения обращенного генератора добавочное сопротивление, Ом.

Структурная схема упрощенной модели БСВ представлена на рисунке 1.

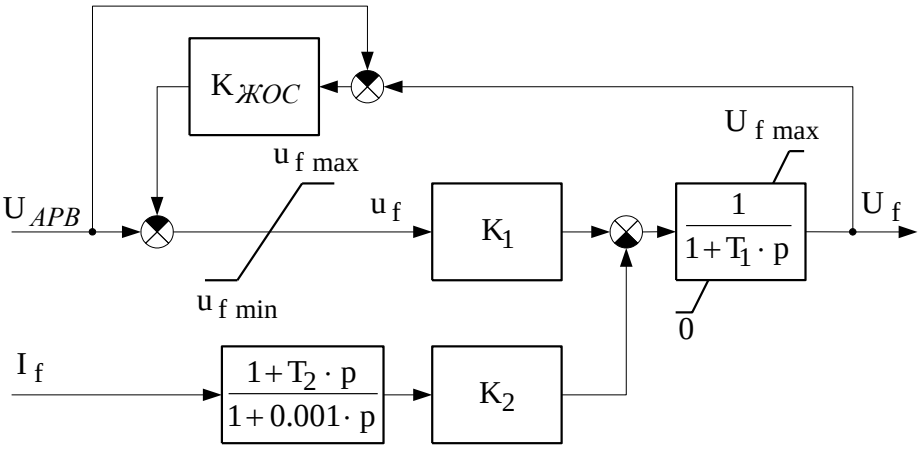


Рис. 1. Структурная схема бесщеточной системы возбуждения

Оценка качества модели по опытным данным

Для сравнения была взята запись события от 01.05.2014 с Ростовской АЭС, на которой зарегистрирована форсировка и последующая расфорсировка возбуждения при удалённом коротком замыкании (КЗ). В MatlabSimulink смоделирована эквивалентная схема «Машина – шины бесконечной мощности». В ней восстановлен режим работы генератора, предшествующий КЗ. Проведено два расчета: с упрощенной моделью БСВ (см. рисунок 1); с подробной моделью БСВ, включающей только допущения №3, №6, №10 и №12. Результаты расчета и данные из записи приведены на рисунке 2.

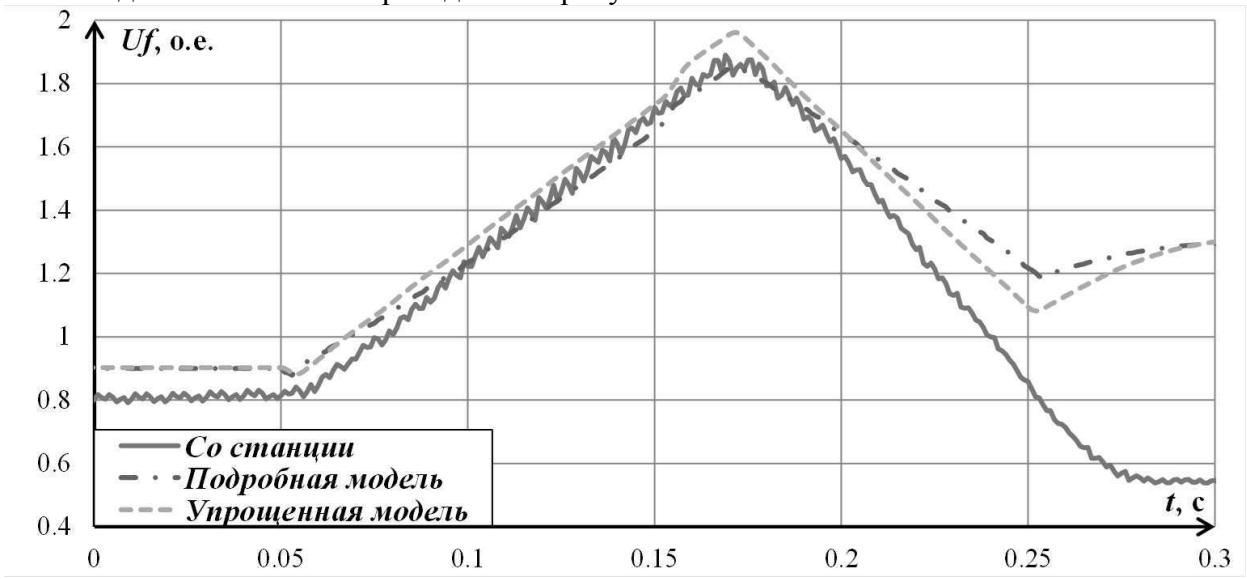


Рис. 2. Напряжение возбуждения при форсировке и разными моделями бесщеточной системы возбуждения

В таблице 1 приведены определенные из рисунка 2 скорости форсировки и расфорсировки, а так же сравнение погрешности моделей по скоростям форсировки и расфорсировки по отношению к реальному процессу.

Таблица 1. Сравнение моделей БСВ

Тип БСВ	Скорость форсировки и расфорсировки, о.е./с	Относительная погрешность в скорости, %
Реальная	8.75	–
	-10	–
Подробная модель	7.92	10
	-7.7	24
Упрощенная модель	8.75	0
	-7.6	23

По данному опыту, с учётом общего качества исходных данных, при форсировке обе модели можно считать приемлемыми. В реальном случае при расфорсировке скорость больше, чем при форсировке – в обеих моделях этого не наблюдается. В целом, делать выводы о корректности модели по одному опыту недопустимо.

Рассмотрение принятых допущений

Сравнение работы подробной и упрощенной модели показали, что некоторые допущения качественно меняют поведение системы возбуждения. При расфорсировке диодный мост меняет свой режим работы в сторону увеличения одновременно проводящих диодов вплоть до режима короткого замыкания моста. Коэффициенты K_1, K_2, T_1, T_2 зависят от режимных параметров возбудителя, и они принимаются постоянными благодаря линеаризации в точке установившегося режима, когда на самом деле угол коммутации и величина переходной ЭДС во время переходного процесса меняются существенно. Эквивалентное активное сопротивление преобразователя при учете трансформаторной ЭДС оказывается выше расчетного, что вызывает увеличение угла коммутации в установившемся режиме.

Есть замечания по поводу ограничителей режимных параметров упрощенной модели БСВ. В реальной БСВ ограничивается либо напряжение возбуждения при наличии соответствующего измерителя, либо ограничивается ток возбуждения возбудителя при отсутствии такого измерителя. В упрощенной модели БСВ ток возбуждения возбудителя отсутствует, что не позволяет выполнить этот ограничитель, если он присутствует в системе возбуждения. Ограничитель напряжения возбуждения возбудителя выполнен корректно – физически параметр ограничивается именно таким образом, тогда как ограничитель напряжения возбуждения выполнен «нефизично» – ограничитель на самом деле выполняется, как отдельный канал регулирования.

Вызывает сомнение корректность допущения о постоянстве питающего напряжения тиристорного преобразователя системы возбуждения обращенной машины. Во многих случаях питающее напряжение берется от шин собственных нужд станции, напряжение которых при коротких замыканиях снижается. Так же, при форсировке увеличивается ток возбуждения возбудителя, который должен вызывать падение напряжения на выпрямительном трансформаторе и тиристорах. Это вызывает изменение потолочных значений напряжения возбуждения возбудителя при коротких замыканиях в сторону ухудшения динамических характеристик системы возбуждения.

Диодный преобразователь моделируется по основной гармонике тока питающей сети и по его внешним характеристикам, которые рассчитываются для трёхфазного выпрямителя. Тогда как обращенный генератор БСВ выполняется многополюсным и выпрямительный диодный мост может иметь, например, 36 плеч.

Процесс форсировки характеризуется быстрым протеканием процессов. При этом пренебрегается демпферными контурами обращенного генератора, которые имеют близкие постоянные времени.

ВЫВОДЫ

Предложено дополнение к упрощенной модели БСВ описанной в [3, 4], которое позволяет учесть действие ЖОС, ограничителей по напряжению возбуждения и напряжению возбуждения возбудителя. Проведено сравнение действия моделей БСВ для одного опыта – процесс форсировки и последующей расфорсировки при удаленном КЗ.

Описаны недостатки данной модели, а так же заданы вопросы ко многим из принимаемых допущений. В специализированной литературе не найдено достаточного обоснования принятых в модели БСВ допущений для целей расчета колебательной и динамической устойчивости. Проблемой является отсутствие *качественного* опытного материала для верификации модели.

Для решения поставленных вопросов предложено совместно со специалистами ОАО «Силовые Машины» провести ряд опытов на ближайших эксплуатационных испытаниях, а так же провести опыты на Цифро-аналого-физическом комплексе ОАО «НТЦ ЕЭС».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вайнштейн Р.А., Шестакова В.В. Автоматическое управление электроэнергетическими системами в нормальных и аварийных режимах: Учебное пособие. Томск: ТПУ, 2011. 224 с.

2.Глебов И.А. Электромагнитные процессы систем возбуждения синхронных машин. Л.: Наука, 1987. 344 с.

3. Юрганов А.А., Кожевников В.А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. СПб.: Наука, 1996. 138 с.

4. В.А. Кожевников, Г.Б. Любомирова, С.В. Романов, Л.П. Снитко, А.А. Юрганов. Математическая модель бесщеточного возбудителя для расчета статической устойчивости турбогенератора // Бесщеточные системы возбуждения мощных синхронных генераторов. Л.: ВНИИэлектромаш, 1985. С. 3–14.

УПРАВЛЯЕМАЯ ПЕРЕДАЧА ПОСТОЯННОГО ТОКА КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ШУНТИРУЮЩЕЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

К.А. Токарь, А.Н. Андреев

ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (национальный исследовательский университет)

Кафедра «Электрические станции, системы и сети»

Эффективное управление перетоками мощности и обеспечение устойчивости параллельной работы линий электропередач переменного тока является одним из приоритетных направлений развития электроэнергетического комплекса объединенной электроэнергетической системы. Одним из наиболее перспективных подходов к решению данной задачи является гибкое управление перетоками мощности между узлами энергосистемы за счет линий электропередач постоянного тока (ППТ), выполненных с использованием современных преобразователей напряжения (ПН) на полностью управляемых вентилях и обеспечивающих быстрое управление направлением и величиной мощности электропередачи.

Применение данного подхода подразумевает решение задачи выбора оптимального расположения ППТ в уже существующей сети и определения критериев управления ее режимом работы, что требует проведения более детальных исследований, в частности, исследования режимов работы энергосистемы, содержащей управляемую ППТ.

Рассмотрим особенности работы преобразователя напряжения в составе управляемой ППТ со стороны трехфазной сети. Схема одного из вариантов конфигурации этого устройства, *трехуровневого* ПН, изображена на рисунке 1.

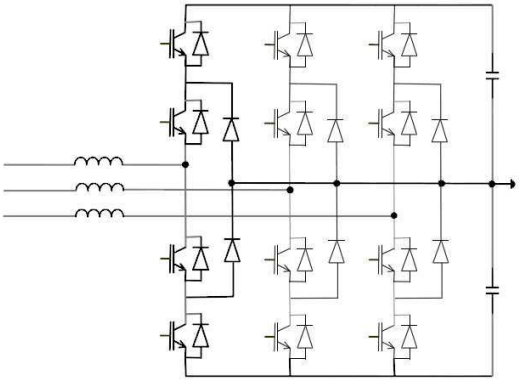


Рис. 1. Схема трехуровневого ПН

Каждый из таких преобразователей на концах ППТ можно представить как источник синусоидального напряжения, связанный последовательно через реактанс трансформатора с сетью переменного тока (см. рисунок 2).

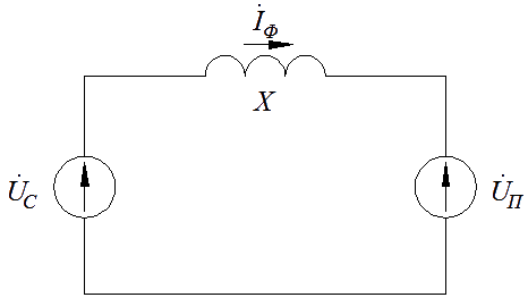
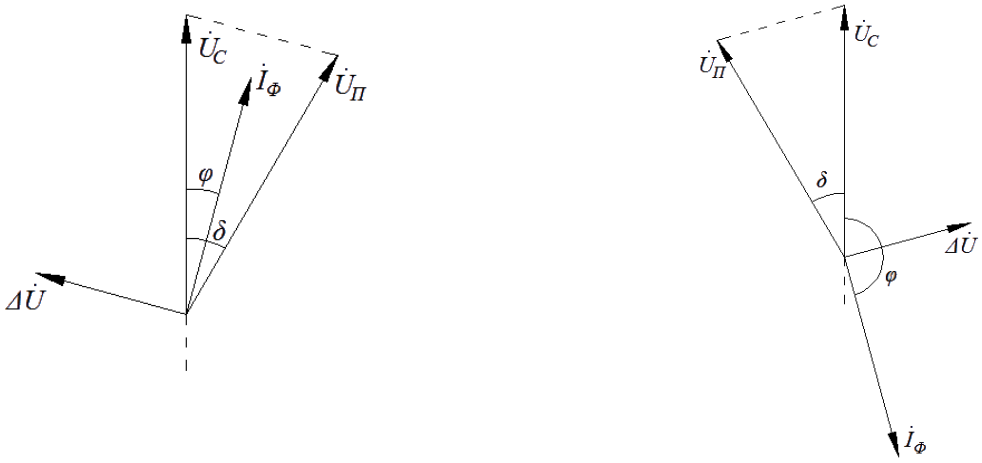


Рис. 2. Схема замещения для рассмотрения связи ПН с сетью.
U_C – напряжение сети переменного тока, $U_П$ – напряжение ПН на стороне переменного тока, X – индуктивное сопротивление трансформатора

Через систему управления преобразователя доступно независимое регулирование амплитуды, фазы и частоты напряжения $u_П$ на стороне переменного тока ПН. Таким образом возможен перевод ПН в различные режимы работы – выпрямитель/инвертор с генерацией или выдачей реактивной мощности (см. рисунок 3).



а) б)

Рис. 3. Векторные диаграммы работы ПН в а) выпрямительном и б) инверторном режимах

Из представленных векторных диаграмм следует, что ПН можно представить в виде статического аналога синхронной машины, охватывающей все четыре квадранта режимов работы.

Управление амплитудой и фазовым сдвигом напряжения ΔU, обеспечивающее возможность регулирования перетоков активной и реактивной мощностей между преобразователем напряжения и энергосистемой, осуществляется с помощью принципов

широтно-импульсной модуляции (ШИМ), управляющих сигналов вентилей. Это позволяет изменять величину и направление активной мощности электропередачи. Выражения (1) определяют энергетические характеристики ПН:

$$\begin{cases} P_{\text{П}} = \dfrac{U_C U_{\text{П}}}{X} sin\delta, \\ Q_{\text{П}} = \dfrac{U_C(U_C - U_{\text{П}} cos\delta)}{X}, \\ I_d = -\mu \dfrac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \dfrac{U_C}{X} sin\delta, \end{cases} \quad (1)$$

здесь $P_{П}$ – активная мощность, выдаваемая ПН в систему,

U_C – напряжение сети переменного тока,

$U_{П}$ – напряжение ПН на стороне переменного тока,

X – индуктивное сопротивление трансформатора,

δ – угол между векторами U_C и $U_{П}$,

$Q_{П}$ – активная мощность, выдаваемая ПН в систему,

I_d – ток на стороне постоянного напряжения,

μ– коэффициент модуляции.

Рассмотрим влияние режима работы управляемой ППТ на энергосистему при параллельном следовании связи переменного тока и ППТ (рисунок 4). Управление режимом работы ППТ дает возможность увеличить пропускную способность связи переменного тока. Генерация реактивной мощности каждым из преобразователей позволяет повысить уровни напряжения по концам передачи. Также открывается возможность регулирования величины и направления перетока активной мощности в сечении, содержащем ППТ. Одними из примеров совместной работы мощной ППТ и сети постоянного тока являются передача Intermountain Power Project в США и передача Chandrapur – Padge в Индии.

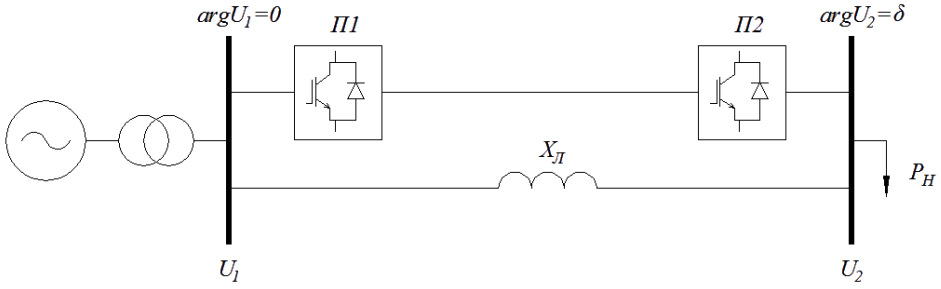


Рис. 4. Управляемое сечение с передачей постоянного тока

Тема совместной работы связей постоянного и переменного тока в составе одного и того же сечения была затронута в статье [1]. Рассматривалась комбинированная связь энергосистем России и Финляндии, состоящая из ВПТ и автотрансформатора 400/330 кВ. При оценке различных возможных вариантов ввода передач и вставок постоянного тока в ЕЭС можно отметить высокую вероятность появления общесистемного влияния такого устройства на прилегающую сеть.

В мире активно внедряются в эксплуатацию мощные ППТ. Параллельная работа ППТ с сетью переменного тока и перспективность строительства ППТ на преобразователях напряжения также рассматриваются в научно-исследовательском сообществе [2], [3].

Среди положительных аспектов ППТ можно отметить их высокое быстродействие в изменении их режимных параметров (переход достигается менее чем за 20 мс [4]), обусловленное использованием современных полупроводниковых преобразователей. Данное обстоятельство позволяет осуществлять экстренное управление режимом ППТ для целей противоаварийного управления – предотвращения нарушения динамической устойчивости в аварийном режиме и статической устойчивости послеаварийного режима. Принимая во внимание необходимость учета взаимовлияния режимов ППТ и сети переменного тока, видится перспективной задача организации приема команд управляющих воздействий (УВ)

противоаварийного управления от управляющего вычислительного комплекса (УВК) централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). Данный вопрос затрагивался в рамках реализации проекта мощной ППТ 1500 кВ «Экибастуз–Центр» [5], который был не завершен в связи с распадом СССР. За прошедшие годы развитие вычислительной техники позволило продвинуться в создании новых алгоритмов расчета и технической основы ЦСПА [6]. Но вопрос организации управляющих воздействий для изменения режима ППТ с целью противоаварийного управления требует проработки для адекватности реалиям сегодняшнего дня.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день последняя версия алгоритма дозировки УВ ЦСПА предполагает реализацию только ступенчатых УВ типа отключения генераторов или нагрузки (ОГ и ОН) [6]. Также не решена задача учета в качестве УВ средств гибкого регулирования режима системы. Так как современные преобразователи на полностью управляемых вентилях дают возможность плавного регулирования режимных параметров, видится необходимость учета данного обстоятельства в алгоритме дозировки УВ ЦСПА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Л.А. Кощеев, Н.Б. Кутузова. К вопросу создания интеллектуальной электрической сети в центральной части ОЭС Северо-Запада с использованием элементов постоянного тока. // Известия НТЦ ЕЭС. 2012. №2 (67). С.93-104.
2. K. Eriksson, O. Saksvik, T. Holmgren, K. A. Mitsch. Celilo Pacific DC Intertie Upgrade presentation // B4-114. 45th CIGRE Session 24-29 August 2014.
3. Patricia Labra Francos, Silvia Sanz Verdugo, Carmen Longás Viejo, Luis Coronado Hernández. Drivers for technology selection in an embedded HVDC link. Case study: France-Spain Eastern Interconnection // B4-110. 45th CIGRE Session 24-29 August 2014.
4. В.И. Кочкин, М.В. Пешков, Д.В. Романенко. Преобразователь напряжения как управляемый элемент электрических сетей. // Известия НИИ постоянного тока. 2004. №60. с.128-146.
5. Т.А. Гущина, Л.А. Кощеев, В.А. Шлайфштейн. Вопросы управления мощностью передач постоянного тока от системы противоаварийной автоматики. // Проблемы обеспечения устойчивости и надежности параллельной работы энергообъединений. Сборник научных трудов НИИПТ. 1994. С.52-64.
6. Известия НТЦ ЕЭС. Сборник научных трудов. 2013. №1 (68). 136 с.

Научный руководитель: А.Н. Андреев, к.т.н., доцент кафедры «Электрические станции, системы и сети» ЮУрГУ.

УПРАВЛЯЕМЫЙ ШУНТИРУЮЩИЙ РЕАКТОР КАК СРЕДСТВО СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ОАО «ТЫВАЭНЕРГО»

М.А. Шалагина, Л.В. Толстихина
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета, гидроэнергетический факультет, кафедра ГГЭЭС

Протяженность отдельных линий ОАО «Тываэнерго» превышает 220 км, при напряжении 220 кВ, в связи с чем, возникает проблема передачи активной мощности в установившемся режиме, а так же в аварийных режимах возникают перенапряжения. В установившемся режиме за счет генерации реактивной мощности линий, по концам передачи перепад напряжений незначительный, вследствие чего, нет возможности пропустить

активную мощность. В связи с этим возникла необходимость компенсации реактивной мощности генерируемой длинными линиями.

В качестве решения данной проблемы возможно применение управляемого шунтирующего реактора (УШР).

УШР позволяет:

- поддерживать напряжение или других рабочих параметров без использования высоковольтных выключателей и РПН трансформаторов; снизить потери активной мощности и повысить надежность функционирования электрических сетей за счет уменьшения числа срабатываний РПН трансформаторов;
- увеличить предел статической устойчивости, улучшить демпфирование в системе;
- снизить использование синхронных генераторов в качестве управляемых источников реактивной мощности.

УШР открывает новые возможности по управлению режимами работы энергосистем. При помощи УШР можно поддерживать напряжение в допустимых пределах, а также управлять уровнем напряжения по любому заданному закону. Выполняя такие потребности энергосистем, как увеличение пропускной способности линий электропередач, улучшение работы синхронных и асинхронных двигателей при резком изменении напряжения, сокращение числа коммутаций выключателей и переключений устройств РПН, УШР повышает эффективность работы электроэнергетических систем.

УШР целесообразней применять в узлах сети, находящихся на удаленном расстоянии от источников питания, на протяженных ЛЭП, на длинных транзитах, либо в районах со значительными колебаниями уровней напряжения. Применение УШР на магистральных линиях увеличивает устойчивость параллельной работы генераторов, снижает перенапряжения, происходит гашение дуги в паузе ОАПВ, симметрирует фазу напряжения.

Управляемым шунтирующим реакторам отдается предпочтение практически всех сетевых компаний и диспетчерских центров различных энергосистем.

Была рассмотрена электрическая схема ОАО «Тываэнерго». (Рис1.) Последовательно производились отключения линий: Шушенская –Туран (234 км), Туран – Кызыл (73,9 км), Абаза – Ак-Довурак (221 км), Ак-Довурак – Чадан (70,3 км), Чадан – Западная (205,4 км). Перечисленные линии являются самыми протяженными в рассматриваемой электрической сети. Это обуславливает перенапряжения в линиях на холостом ходу.

Для расчета нормального и аварийного режимов использовался программный комплекс RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Особенности данного программного комплекса: расчет установившихся режимов электрических сетей любой конфигурации напряжением от 0.4 до 1150 кВ; оптимизация режима; моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце; сравнение различных режимов по заданному списку параметров. [1]

Анализ установившегося режима ОАО «Тываэнерго» [2] показал, что напряжения находятся в пределах нормы (Таблица 1). Произведённый анализ при аварийных отключениях линий показал, что в сети возникают недопустимые перенапряжения (Таблица 2). Так, например, в Абазе, Ак-Довураке, Чадане и других узлах сети 220 кВ, возникают перенапряжения более допустимых 253 кВ.

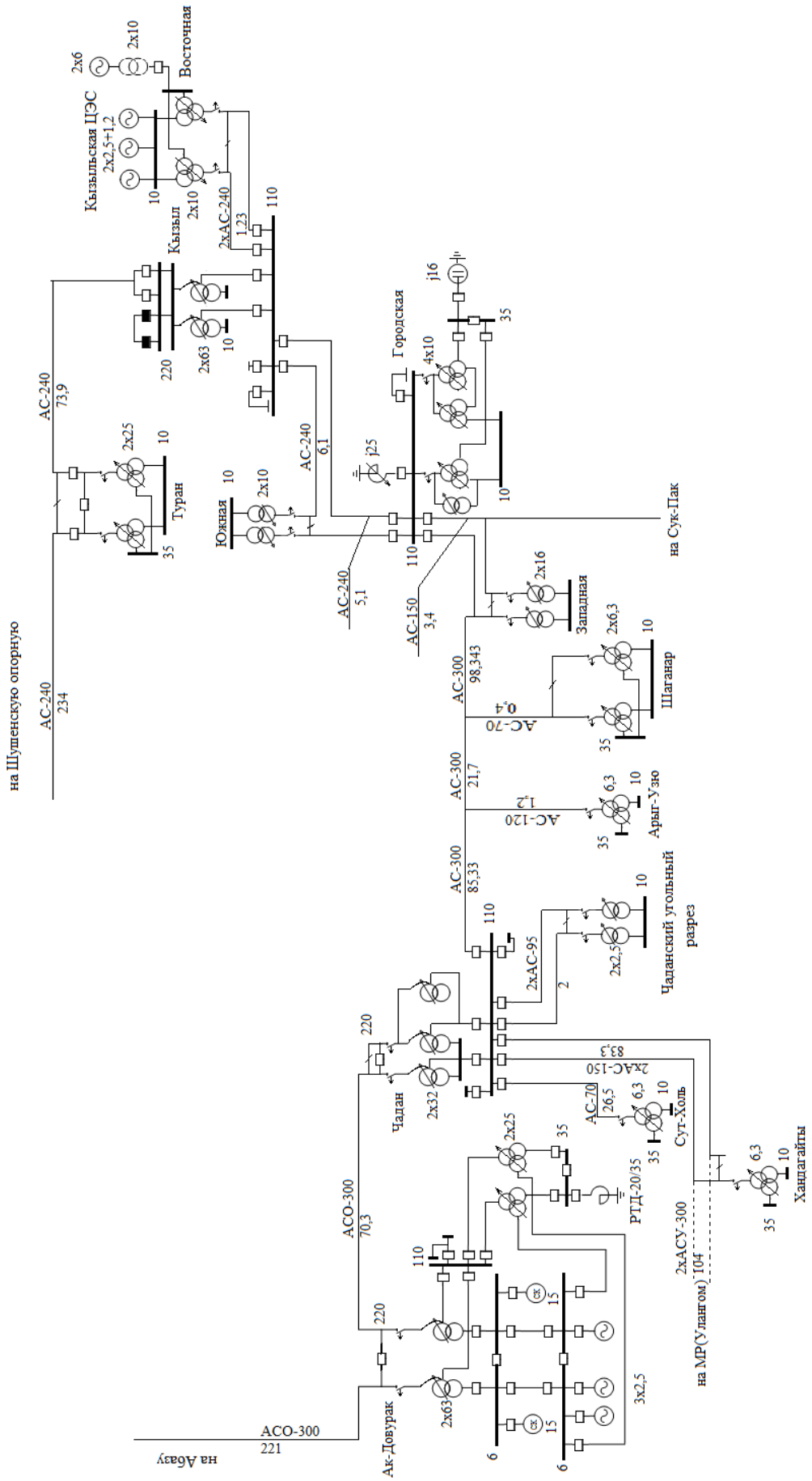


Рис. 1. Электрическая схема ОАО «Тываэнерго»

Таблица 1.Напряжения в установившемся режиме работы в исследуемых узлах сети

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
224	6,45	218	6,5	216	110,1	102,7	9,6	103	9,7	103	223	9,8	222	9,6

Таблица 2.Напряжения в аварийном режиме работы в исследуемых узлах сети

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
405	11,7	402	12	399	198	158	15	158	15	154	321	14,7	300	13,3

Для снижения перенапряжения рассматривается установка управляемого шунтирующего реактора. При установке шунтирующего реактора мощностью 25 МВар на подстанции Чадан при отключении линии Абакан - Югачи, получены результаты (Таблица 3):

Таблица 3.Напряжения в исследуемых узлах сети после установки УШР на подстанции Чадан

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
223	6,4	221	6,6	220	109,9	97,7	9,1	97,6	97,5	97,5	213,4	9,3	214	9,2

Из полученных данных видно, что после установки УШР, напряжения в узлах стабилизировались. Так же рассмотрены варианты установки УШР на подстанциях Ак-Довурак и Абаза.

На подстанции Ак-Довурак рассматривалась установка реактора мощностью 60 МВар. При отключении линии Абакан – Югачи, были получены результаты (Таблица 4):

Таблица 4.Напряжения в исследуемых узлах сети после установки УШР на подстанции Ак-Довурак

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
221	6,4	219	6,6	216	108	96,7	9,0	96,9	96,4	96,4	211,3	9,2	212	9,2

На подстанции Абаза рассматривалась установка реактора мощностью 63 МВар. При отключении линии Абакан – Югачи, были получены результаты (Таблица 5):

Таблица 5.Напряжения в исследуемых узлах сети после установки УШР на подстанции Абаза

Абаза		Ак-Довурак		Чадан		Западная		Городская	Южная	Кызыл		Восточная	Туран	
220кВ	6 кВ	220кВ	6 кВ	220кВ	110 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	10 кВ	110кВ	220 кВ	10 кВ	220кВ	10 кВ
220	6,33	210	6,21	205	103	95	9	96	96	96,3	210	9,3	211	9,2

ВЫВОДЫ:

1. Установка УШР на подстанциях Чадан, Ак-Довурак, Абаза привели к нормализации напряжения в узлах сети в аварийных режимах.

2. Из трех рассматриваемых вариантов предпочтение отдается установке УШР мощностью $Q_р$=2×25 МВар на подстанции Чадан. Это требует экономического обоснования, что является отдельным вопросом исследования данной работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1) Брянцев М.А., Базылев Б.И., Лурье А.И., Спиридонов Д.Ю. Результаты внедрения управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов в сетях 110-500 кВ//, Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2006. № 3. С. 25-32.

2) Неуймин Владимир Геннадьевич, Машалов Евгений Владимирович, Александров Александр Сергеевич, Багрянцев Алексей Александрович. Программный комплекс «RastrWin3» Руководство пользователя, 15.04.2013, С. 6-7

3) Гвоздев Д.Б., Дементьев Ю.А., Дьяков Ф.А., Кочкин В.И., Черезов А.В. Новые технологии в электроэнергетике. Разработка, изготовление и внедрение//, Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 4. С. 25-27.

4) Ковалев В.Д., Макаревич Л.В. Перспективные разработки высоковольтного электротехнического оборудования//, Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 1. С. 2-8.

5) Карымов Р.Р., Олексюк Б.В., Сафиуллин Д.Х. Потери активной мощности в источниках реактивной мощности на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов//, Электротехника. 2012. № 10. С. 15-18.

Научный руководитель: Л.В.Толстихина, кандидат технических наук, ученая степень доцент, Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОТКАЗОВ ВЛ 110 КВ ПЕНЗЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Н.Н. Денисова, Е.С. Тащилов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ

Одной из главных задач оперативно-диспетчерского управления является обеспечение устойчивого и надежного функционирования энергосистемы. При анализе надежности работы принято оценивать показатели надежности одинаково для всех элементов, входящих в состав электрических сетей [1, 2]. Воздушные линии (ВЛ) считаются наиболее ненадежными элементами электроэнергетической системы и от режима их работы напрямую зависит эффективность и бесперебойность электроснабжения потребителей. При этом показатели надежности ВЛ оцениваются так же, как и для других элементов системы, что является не совсем корректным. ВЛ может проходить по территориям с различными климатическими условиями, пересекать разные географические объекты (леса, реки, овраги), что оказывает значительное влияние на условия функционирования ВЛ.

Согласно предлагаемой методике [3], основанной на обработке статической информации об аварийных отключениях ВЛ, все аварийные отключения ВЛ, произошедшие за анализируемый период (10 лет), разделяются на 2 группы: неустойчивые и устойчивые отказы, и в качестве характеристики отказа учитывается длина отказавшей ВЛ. Предлагается деление отказов по следующим признакам: отказ по неустановленной причине; отказы, вызванные ошибками персонала; неблагоприятные погодные условия; перекрытие проводов линий деревьями; повреждение элементов ЛЭП; набросы посторонних предметов; птицы; пожар; отказы оборудования подстанции.

Согласно методике [3] параметр потока отказов (ППО) определяется с учетом длины отказавшей ВЛ:

$$\omega = \frac{l}{LT}, \qquad (1)$$

где l - длина отказавших ВЛ за рассматриваемый промежуток времени;

L - суммарная длина всех ВЛ;

T - рассматриваемый промежуток времени.

В соответствии с формулой (1) ППО может быть определен как частота отказов ВЛ единичной длины.

Параметр определяется по итоговой длине отказавших ВЛ, отдельно для устойчивых и неустойчивых отказов и для каждой категории причин отказов. ППО, рассчитанный через длину ВЛ, позволяет производить оценку надежности в зависимости от индивидуальных характеристик каждой линии, без усреднения их параметров.Общая длина ВЛ 110 кВ в Пензенской энергосистеме составляет 3215,72 км. Анализируя трассу прохождения ВЛ 110 кВ, получаем следующее:

- 2154,53 км (67%) проходят по равнинной местности;
- 578,83 км (18%) проходят через леса;
- 160,79 км (5%) проходят через овраги;

- 89,64 км (3%) проходят через реки и озера;
- 64,31 км (2%) проходят через болота;
-167,62 км (5%) проходят через автомобильные и железнодорожные участки.

Наглядное представление о доле каждого участка трассы прохождения ВЛ дает диаграмма:

Рис.1. Трасса прохождения ВЛ.

Участком трассы ВЛ в основном определяется причина отключения ВЛ 110 кВ. Например, для ВЛ, проходящих по лесистым участкам, наиболее часты отказы, вызванные падениями деревьев, а для ВЛ, проходящих по заболоченной местности или пересекающих водоемы, характерны отказы из-за перекрытия изоляции, повышенного гололедообразования и т.п.Таким образом, зная трассу прохождения ВЛ, можно спрогнозировать наиболее вероятные причины отказов ВЛ. Для этого необходимо использовать математическую модель, описывающую отказы ВЛ, с учетом всех выявленных причин и трассы прохождения ВЛ. Она состоит из суммы параметров потоков отказов ВЛ по каждой из причин, учитываемых со своими весовыми коэффициентами:

$$\omega = K_1\omega_1 + K_2\omega_2 + \cdots + K_9\omega_9, \qquad (2)$$

где $K_1, K_2, \ldots K_9$ – весовые коэффициенты, пропорциональные доле соответствующего участка трассы ВЛ;

$\omega_1, \omega_2, \ldots \omega_9$ – параметры потоков отказов ВЛ по каждой из причин, определенные по формуле (1).

Преимущество данной модели отказов ВЛ заключается в том, что она является универсальной, но в то же время позволяет учесть индивидуальные особенности каждой ВЛ, в частности, ее трассу прохождения.При использовании модели отказов ВЛ (2) необходимо задавать значения весовых коэффициентов K_i. Коэффициенты могут задаваться тремя способами:

1) в виде усредненных значений, которые представляют собой процентное отношение конкретного участка трассы ВЛ к ее общей длине (табл.1);
2) постоянными значениями, не зависящими от трассы прохождения ВЛ;
3) переменными величинами, которые определяются индивидуально для каждой ВЛ.

Таблица 1.

Трасса прохождения ВЛ	Усредненные значения
равнинная местность	0.686
леса	0.138
овраги	0.039
реки, озера	0.035
болота	0.021
дороги	0.081

Способ задания весовых коэффициентов зависит от поставленной задачи. В случае расчета показателей надежности действующей ВЛ весовые коэффициенты рассчитываются и задаются согласно третьему варианту. Если расчет показателей надежности проводится для ВЛ на стадии проектирования или для ВЛ с неизвестной трассой прохождения, то весовые коэффициенты задаются по первому и второму варианту соответственно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время уровень технических возможностей информационных систем позволяет проводить сложные вычисления за короткий промежуток времени. Поэтому использующиеся методики составления расчетных схем для анализа надежности являются устаревшими, т.к. содержат значительное количество упрощений и не учитывают явления, сложные в математическом описании. Таким образом, современная теория управления электрическими системами, и в частном случае, надежностью работы электрических систем, нуждается в доработке и усовершенствовании.

Среди диспетчерского персонала традиционным является подход к оценке надежности ВЛ по количеству отказов, что не является объективным показателем, т.к. не учитывает длину ВЛ и другие ее особенности. Вместе с тем, в процессе управления энергосистемой регулярно возникают задачи выбора наиболее эффективного пути подачи электроэнергии на объект, в том числе, и по критерию надежности их электроснабжения.

Описанная методика расчета может быть применена для разработки автоматизированной системы управления надежностью электроэнергетических систем, т.к. является универсальной, может использоваться для линий любого класса напряжения, но в то же время, характеризуется индивидуальным подходом к каждому анализируемому объекту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гук Ю.Б., Лосев Э.А., Мясников А.В. Оценка надежности электроустановок // Под ред. проф. Б.А. Константинова. М.: Энергия, 1974. 200 с.
2. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. 176 с.
3. Шатова Ю.А., Алешина Н.Н. Методика расчета показателей надежности воздушных линий электропередачи на основе их длин. // «НАУКОВЕДЕНИЕ». – 2013. - № 5. (18).URL: http://naukovedenie.ru/index.php?p=issue-5-13.

Научный руководитель: В.Я. Горячев, доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВПО «Пензенский государственный университет».

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕТРОАГРЕГАТА С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИКТИСТИК

К.В. Суслов, Д.О. Герасимов, Н.А. Шамарова
Иркутский государственный технический университет
Институт энергетики
Кафедра электроснабжения и электротехники

При создании изолированных энергетических систем на базе ветроэнергетических установок возникают проблемы создания систем оперативного управления, позволяющих в режиме реального времени обеспечивать оптимальный режим генерации и распределения активной и реактивной мощности.

Для решения поставленной задачи необходимо рассматривать электроэнергетическую установку как систему состоящую из механического преобразователя энергии ветра и различных типов электромеханических преобразователей.

Традиционные подходы к решению данной задачи сводятся к тому, что механический преобразователь описывается системой алгебраических уравнений, а момент инерции механического преобразователя учитывается в системе дифференциальных уравнений, описывающих электромеханический преобразователь.

В нашем исследовании механический преобразователь рассматривается в виде системы алгебраических и дифференциальных уравнений. Это позволяет учитывать динамику данного устройства с учетом запасенной механической энергии, обусловленной наличием высокоинерционных вращающихся масс.

Уравнение, связывающее момент развиваемый ветротурбиной со скоростью ветра и её техническими параметрами имеет вид [1]:

$$M = \frac{C_m}{2}\rho V^2 SR$$

где, $C_m -$ коэффициент крутящего момента,

$\rho -$ плотность воздуха,

$V -$ скорость ветра, м/с;

$S -$ ометаемая площадь,

R - радиус ветроколеса, м

$z = \frac{\omega R}{V} = \frac{V_{\text{лин}}}{V_{\text{вет}}}$ – быстроходность.

Приводятся аэродинамические характеристики зависимости коэффициента использования энергии ветра от быстроходности и угла наклона по нормали от направления ветра [2].

$$C_p(z,b) = 0.22\left(\frac{116}{z_i} - 0.4b - 5\right)e^{\frac{-12.5}{z_i}}$$

$$\frac{1}{z_i} = \frac{1}{z + 0.08b} - \frac{0.035}{b^3 + 1}$$

Момент развиваемый ветротурбиной:

$$M_T = \frac{\rho S C_p V^3}{2\omega_T}$$

Данные уравнения описывают статические режимы работы ветротурбины. Для учёта переходных процессов, вызванных наличием момента инерции ветроколеса необходимо добавить уравнения динамики [3].

$$J\frac{d\omega_T}{dt} = M_T - M_C$$

где $J -$ момент инерции движущихся частей ветротурбины.

$M_C -$ момент сопротивления на валу турбины создаваемый механизмом.

Следовательно, функциональная схема, реализующая приведённую выше систему уравнений должна иметь вид представленный на рис.1.

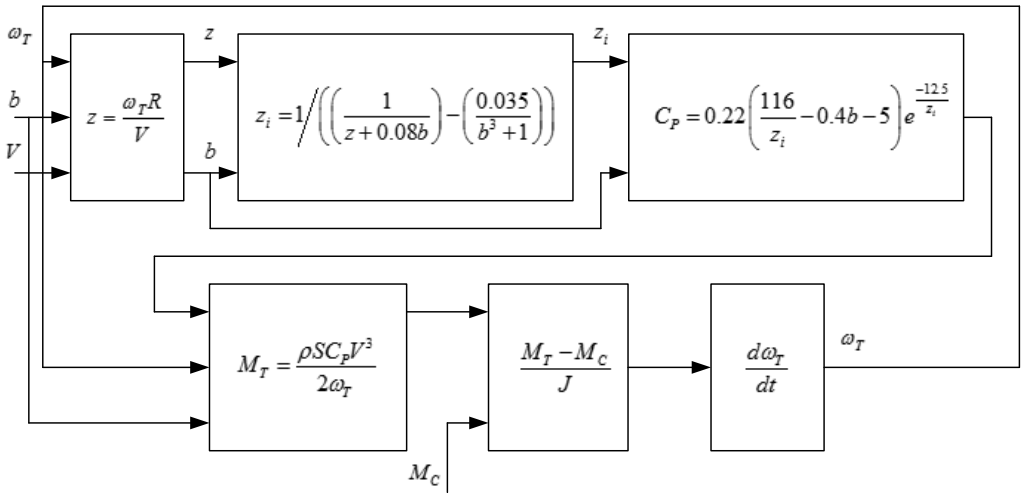


Рис.1. Функциональная схема устройства

На рис.2. представлена имитационная модель ветроагрегата с вертикальной осью вращения, реализующая алгоритм, представленный на рис.1. в системе MATLABSimulink.

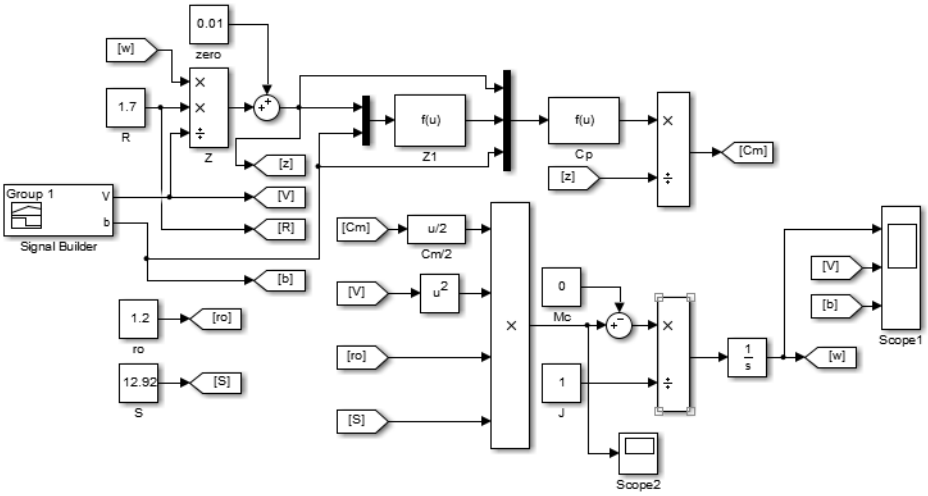


Рис.2. Имитационная модель

Данная имитационная модель позволяет исследовать поведение ветроагрегата при изменении следующих входных воздействий: режим разгона ветроагрегата на холостом ходу, при изменении скорости ветра, при регулировании угловой частоты вращения путем изменения угла атаки лопасти ветроколеса, а также при изменении момента сопротивления.

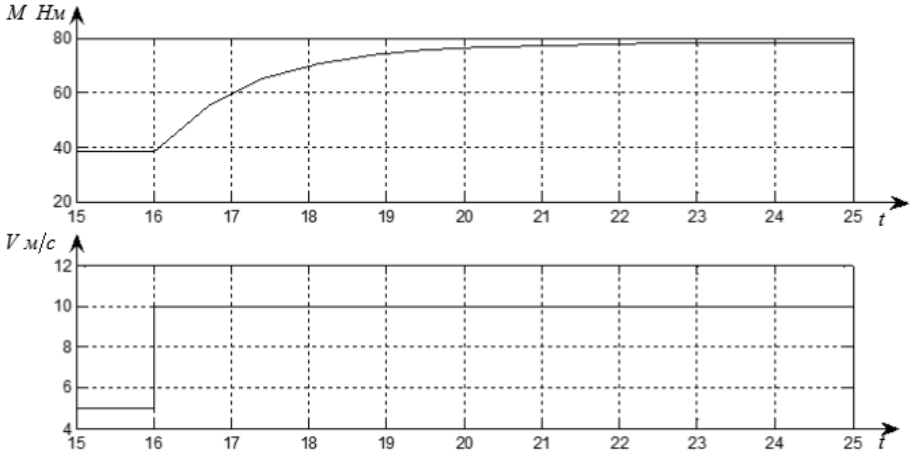


Рис.3. График изменения момента на валу ветротурбины при ступенчатом увеличении скорости ветра

Данные режимы можно исследовать по-отдельности, так и при одновременном изменении всех вышеперечисленных параметров.

В качестве примера приводятся графики изменения момента, развиваемого ветроагрегатом при ступенчатом изменении входной величины (скорости ветра) (рис.3 и 4.)

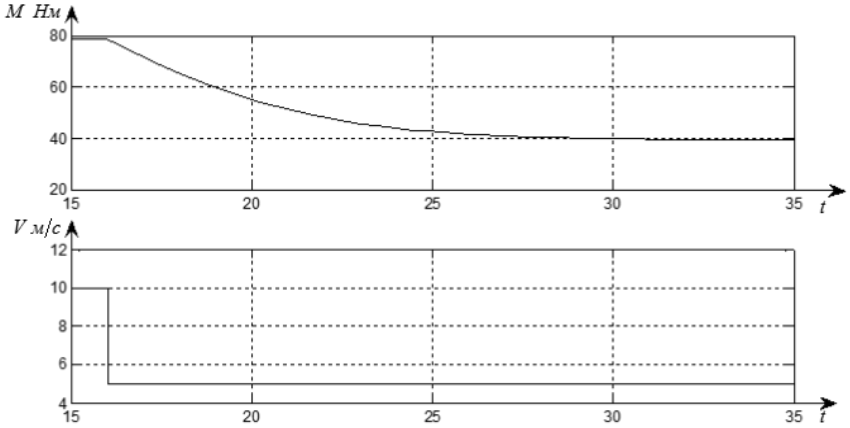


Рис.4. График изменения момента на валу ветротурбины при ступенчатом уменьшении скорости ветра

Таким образом, данная модель позволяет учитывать механические переходные процессы, обусловленные моментом инерции лопастей ветротурбины. Данное обстоятельство весьма полезно при проектировании и создании систем управления параметрами изолированных электроэнергетических систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пронин Н.В., Мартьянов А.С. Модель ветрогенератора ВЭУ-3 в пакете MATLAB // Вестник ЮУрГУ. - 2012, № 37.- С.143-145

2. Perdana A, Carlson O, Persson J Dynamic response of grid-connected wind turbine with doubly fed induction generator during disturbances.// Proceedings of the 2014 IEEE Nordic workshop on power and industrial electronics, Trondheim.

3. Sedaghat A, Mirhosseini M Aerodynamic design of a 300 kW horizontal axis wind turbine for province of Semnan.// Energy Convers Manage.- 2012, №63.- С.:87–94

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ВЛ 110 КВ ПЕНЗЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Е.С. Тащилов, Н.Н. Денисова
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ

Надежность работы ВЛ обусловлена совокупностью ряда факторов. Выявить истинные причины отказов ВЛ и наметить пути их совершенствования можно только на основании статистических данных о повреждаемости элементов ВЛ. Отказы являются единственным критерием проверки правильности практических решений и теоретических предпосылок. Для формирования объективного представления о причинах и структуре повреждаемости ВЛ 110 кВ и, как следствие, возникновении проблем с передачей электроэнергии в Пензенской области в период с 2000 по 2010 годы, был проведен анализ аварийных отключений ВЛ по видам повреждений. Так как причиной отключения ВЛ является отказ одного из составляющих её элементов, все отключения с выявленными причинами отказа были разделены на 4 вида, по составляющим элементам: опоры, изоляторы, провода и грозотросы. Опоры, в свою очередь, были разделены на металлические

и железобетонные, а изоляторы - на стеклянные, фарфоровые и полимерные. Это было сделано для более конкретизированного обоснования причинно-следственных связей отказов данных элементов с их конструкцией в разрезе проанализированной статистики.

Одним из основных показателей надежности является параметр потока отказов, который характеризует среднее количество отказов ремонтируемого оборудования в единицу времени. Для его нахождения необходимо определить такой показатель надежности как количество отказов элемента за выбранный интервал времени и количество однотипных объектов, по которым ведется статистика. При наличии необходимых показателей параметр потока отказов вычисляется по формуле:

$$\omega = \frac{n}{N \cdot \Delta t} \quad (1)$$

где n– количество отказов элемента за интервал времени Δt;

N– количество однотипных объектов.

Общее количество рассматриваемых элементов ВЛ 110 кВ, разделенное по конструктивному исполнению, представлено в таблице 1.

Таблица 1

Наименование элемента		Количество, шт.
Изоляторы	Стеклянные	356302
	Фарфоровые	91279
	Полимерные	3588
	Всего	451169
Опоры	Металлические	1387
	Железобетонные	12504
	Всего	13891
Провода		465
Грозотросы		122

За интервал времени Δt принят период с 2000 по 2010 годы, количество отказов элементов ВЛ 110 кВ за данный промежуток времени приведено в таблице 2.

Таблица 2

Наименование элемента		Количество отказов
Изоляторы	Стеклянные	261
	Фарфоровые	29
	Полимерные	42
	Всего	332
Опоры	Металлические	5
	Железобетонные	12
	Всего	17
Провода		324
Грозотросы		39

Параметр потока отказов каждого элемента приведен в таблице 3.

Таблица 3

Наименование элемента		Параметр потока отказов, 1/год
Изоляторы	Стеклянные	$6{,}66 \cdot 10^{-5}$
	Фарфоровые	$2{,}88 \cdot 10^{-5}$
	Полимерные	0,001
	Всего	$6{,}69 \cdot 10^{-5}$
Опоры	Металлические	$3{,}27 \cdot 10^{-4}$
	Железобетонные	$8{,}72 \cdot 10^{-5}$
	Всего	0,001
Провода		0,063
Грозотросы		0,029

Анализируя полученные данные, можно сделать следующие выводы.

По количеству отказов на первом месте находятся провода, на втором месте - изоляторы, на третьем месте - грозотросы, на четвертом – опоры. Соотношение количества отказов элементов ВЛ 110 кВ, разделенное по типам оборудования, представлено в виде диаграммы:

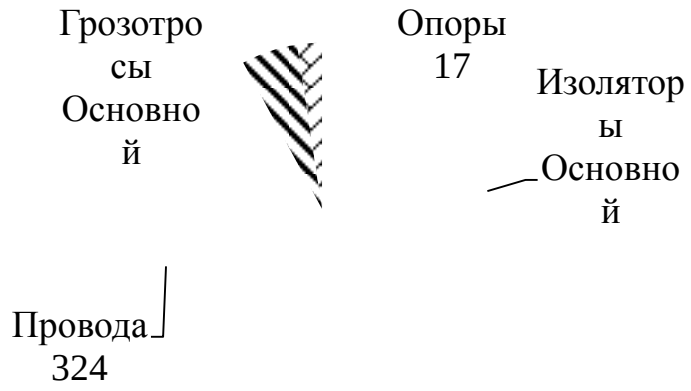


Рис.1. Соотношение количества отказов элементов.

По тяжести отказов, приводящим к серьезным последствиям для ВЛ (большие затраты на восстановление и недоотпуск электроэнергии), на первом месте находятся опоры, затем - провода и изоляция.

Среди всех элементов наибольший параметр потока отказов имеют провода, это объясняется большой протяженностью данных элементов, что повышает вероятность их повреждения, а также подверженностью воздействия к климатическим условиям (гололедно-ветровые воздействия, коррозия). Частой причиной отказа провода является касание частями машин и механизмов, а также падение веток деревьев и набросы на провода. На втором месте находятся грозотросы, причинами отказа которых являются те же факторы, что и для проводов, но величина параметра потока отказов для них меньше из-за меньшего их количества и, как следствие, протяженности, что уменьшает вероятность их отказа.

Несмотря на то, что изоляторы являются вторым по количеству отказов элементом, параметр потока отказов для них мал, что обусловлено большим их количеством. Отказы данного элемента происходят в основном по причинам перекрытия гирлянды при грозовых перенапряжениях, загрязнении, воздействии птиц и актах вандализма (расстрел изоляторов). Соотношение количества отказов различных типов изоляторов показано на диаграмме:

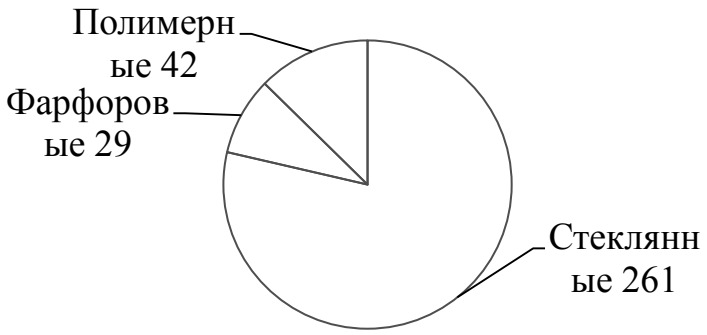


Рис.2. Соотношение количества отказов различных типов изоляторов

Большое значение параметра потока отказов для полимерных изоляторов объясняется частыми отказами данных элементов при малом их общем количестве. Наиболее частой причиной отказа данного элемента является его перекрытие из-за загрязнений и атмосферных перенапряжений. Повышенная загрязняемость объясняется свойствами материала, из которого он выполнен.

Параметр потока отказов железобетонных и металлических опор соотносимы, хотя при таком малом числе отказов корректную оценку данного параметра провести невозможно

из-за небольшого диапазона выборки событий. Основной причиной отказа данного элемента являются гололедно-ветровые нагрузки, механическое воздействие машин и механизмов, а также падение деревьев.

Результаты проведенного исследования позволяют ввести определенную коррекцию в математическую модель отказов ВЛ 110 кВ для Пензенской энергосистемы и тем самым увеличить точность определения показателей надежности работы ВЛ 110 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ю.А. Шатова, А.А. Кривощапов, Н.Н. Алешина. Анализ причин аварийных отключений ВЛ-110 кВ // Международная научно-практическая конференция «Энергосбережение, электромагнитная совместимость и качество в электрических системах» Сборник статей. Пенза, Приволжский Дом знаний, 2013 г. с. 85-87.

2. Ю.А. Шатова, А.А. Кривощапов, Н.Н. Алешина. Определение показателей надежности ВЛ-110 кВ // Международная научно-практическая конференция «Энергосбережение, электромагнитная совместимость и качество в электрических системах» Сборник статей. Пенза, Приволжский Дом знаний, 2013 г. с. 87-89.

Научный руководитель: Ю.А. Шатова, кандидат технических наук, доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВПО «Пензенский государственный университет».

К ВОПРОСУ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Н.Н. Солонина, К.В. Суслов, З.В. Солонина
Иркутский государственный технический университет
Институт энергетики
Кафедра электроснабжения и электротехники

Проблема компенсации реактивной мощности является актуальной как для энергоснабжающих компаний, так и для потребителей электроэнергии.

Проблема компенсации реактивной энергии и мощности возникла одновременно с применением на практике переменного и особенно трехфазного тока. При включении в цепь индуктивной или емкостной составляющей нагрузки между электроустановкой и источником возникает обмен потоками энергии, суммарная мощность которого равна нулю, но при этом он вызывает дополнительные потери активной энергии, потери напряжения и снижает пропускную способность электрических сетей. Так как избежать подобных негативных воздействий невозможно, необходимо просто свести их к минимуму.

В настоящее время существует много способов компенсации реактивной мощности. Кратко рассмотрим их. Наиболее перспективным является решением является внедрение управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока – (Flexible Alternative Current Transmission System FACTS) [1].

Однако, известные методы активной компенсации реактивной мощности, основанные на регулировании мощности компенсирующего устройства по текущему значению потребляемой реактивной мощности не дают требуемых результатов как в случае быстрого (ступенчатого), так и плавного изменения потребляемой реактивной мощности.

Авторами предложен перспективный путь повышения качества электроэнергии, сущность которого состоит в том, чтобы всю систему или ее фрагмент поставить в режим резонанса, когда току основной частоты, направленному от источников к приемникам,

обеспечено минимальное сопротивление, а для токов высших гармоник максимально возможное.

Одним из компонентов такой фильтрации может явиться опережающая компенсация реактивной мощности (ОКРМ), осуществляемая с помощью компенсирующих устройств, например, с помощью конденсаторов. Для упрощения задачи рассмотрим случай полной компенсации, когда ток и напряжение на входе приемника совпадают по фазе, в питающем токе нет реактивной составляющей и, следовательно, нет потерь активной мощности по передаче в приемник реактивной мощности.

Традиционно мощность компенсирующего устройства Q_K остается постоянной и численно (по модулю) равной расчетной реактивной мощности Q_P, но противоположного знака. Как правило, промышленные приемники потребляют реактивную индуктивную мощность, следовательно, компенсирующее устройство должно потреблять реактивную емкостную мощность. Недостаток этого способа заключается в том, что реально реактивная мощность приемника $Q_{ПР}$ не остается постоянной во времени. Если $Q_{ПР}$ отличается от Q_P, то нарушается условие полной компенсации и из питающей сети будет поступать реактивный ток, который сопровождается потерями активной мощности в питающей сети.

Наиболее гибким способом является регулируемая ступенчатая компенсация реактивной мощности (СКРМ). Для этого через равные промежутки времени определяется потребляемая реактивная мощность $Q_{ПР}$ и на этой основе устанавливается модуль компенсирующей реактивной мощности $|Q_K| = Q_{ПР}$. Этот способ предполагает, что $Q_{ПР}(t)$ со временем изменяется строго по ступенчатому закону и перестройка мощности Q_K осуществляется именно в момент перехода $Q_{ПР}$ с одной ступени на другую. Последнее требование является трудновыполнимым технически.

Поясним сказанное временными диаграммами работы СКРМ. Рассмотрим идеальный случай ступенчатой компенсации реактивной мощности (рис.1.).

Если изменение реактивной мощности потребителя и компенсатора происходит синхронно, то их алгебраическая сумма равна нулю (рис.1.). Очевидно, что на практике наблюдается несколько иная картина.

На рис. 2 представлен реальный случай ступенчатой компенсации.

Из диаграммы $Q_{\Sigma}(t)$ видно, что в отдельные отрезки времени компенсация нарушается, и приемник потребляет реактивную мощность того или иного знака из питающей сети, что сопровождается потерями активной мощности в питающих проводах.

В общем случае зависимость $Q_{cons}(t)$ при большом количестве потребителей реактивной мощности является достаточно плавной функцией, отличающейся от ступенчатой функции.

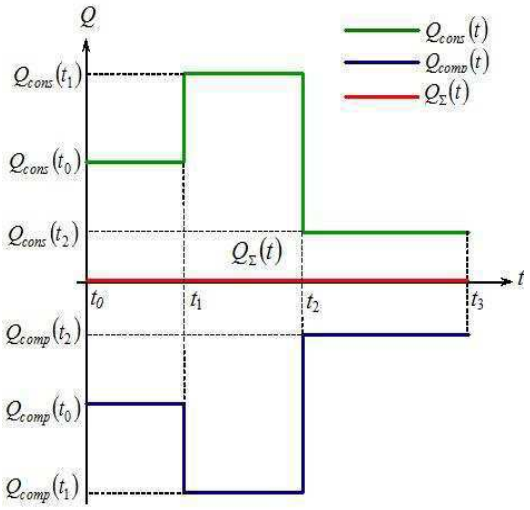


Рис.1. Идеальный случай ступенчатой компенсации. ($Q_{cons}(t)$ - потребляемая реактивная мощность; $Q_{comp}(t)$ - регулируемая реактивная мощность ступенчатого компенсатора; $Q_{\Sigma} = Q_{cons} + Q_{comp}$ - алгебраическая сумма реактивных мощностей потребляемой и компенсирующей; $Q_{cons}(t_0)$, $Q_{cons}(t_1)$, $Q_{cons}(t_2)$ - соответственно значение потребляемой реактивной энергии в моменты временны t_0, t_1, t_2. $Q_{comp}(t_0)$, $Q_{comp}(t_1)$, $Q_{comp}(t_2)$ - соответственно значение реактивной мощности компенсатора в моменты времени t_0, t_1, t_2)

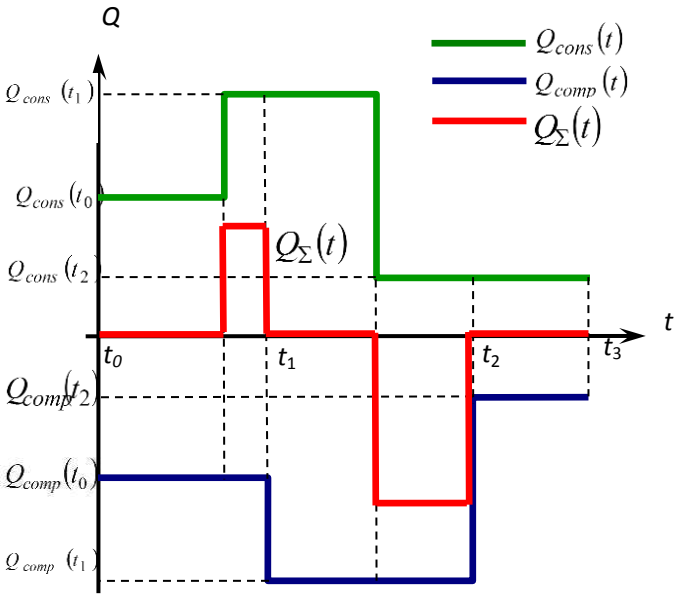


Рис.2. Реальный случай ступенчатой компенсации.

Для постановки задачи и ее решения рассмотрим диаграммы, приведенные на рис.3. Пусть в результате текущих измерений потребляемой реактивной мощности получены значения $Q_{cons}(t_{-2}), Q_{cons}(t_{-1}), Q_{cons}(t_0)$ в точках $t = t_{-2}, t = t_{-1}, t = t_0$, отстоящих друг от друга на временной интервал Δt.

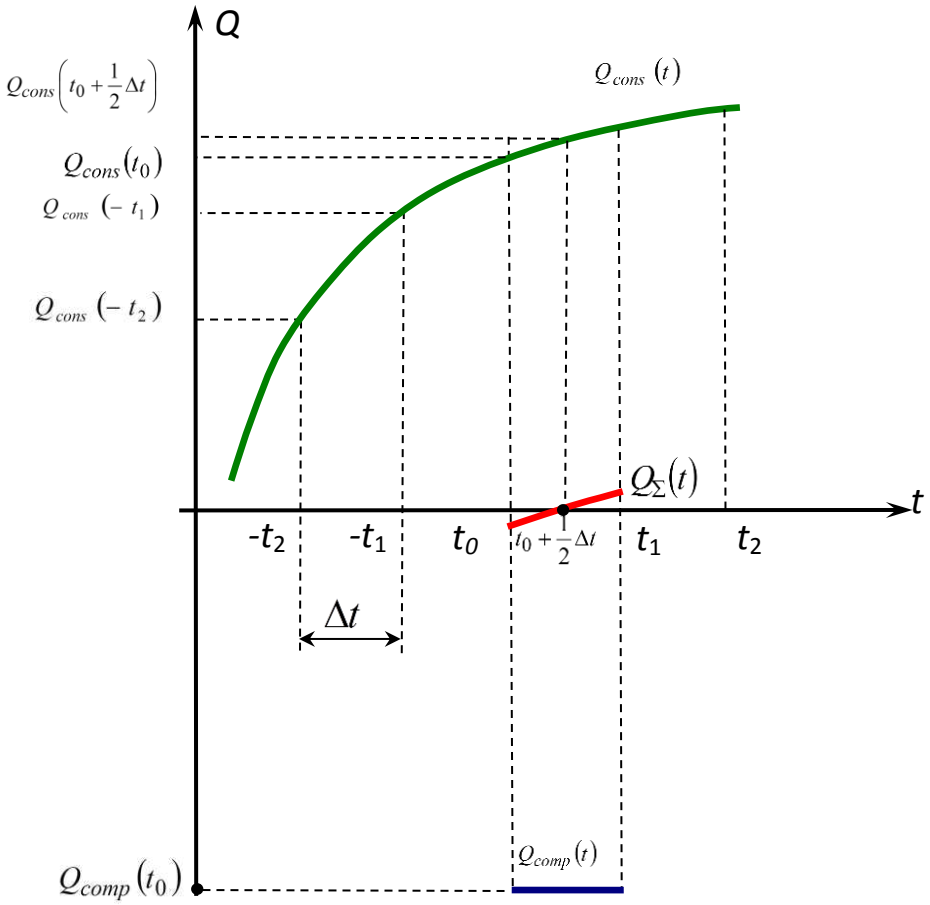


Рис. 3. Общий случай опережающей компенсации (Δt - интервал измерений; $Q(t_0), Q(t_{-1}), Q(t_{-2})$, значения $Q_{cons}(t)$ в моменты времени $t = t_0$, $t = t_{-1}$, $t = t_{-2}$), полученных экспериментально; $Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t)$ - значение $Q_{cons}(t)$, полученное теоретически (будущее значение). $Q_{\Sigma}(t)$ - результирующая мощность на интервале $[t_0, t_1]$)

Требуется на основе этих данных с опережением заранее установить необходимое значение регулируемой компенсирующей мощности, примем ее по модулю равной мощности $Q_{\Sigma cons}(t)$ в момент времени, находящейся в середине интервала времени от t_0 до t_1. Для определения $Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t)$, воспользуемся разложением функции $Q_{cons}(t)$ в ряд Тейлора, из которой следует, что, если известно значение $Q_{cons}(t = t_0)$, то значение этой функции в точке $t = t_0 + \frac{1}{2}\Delta t$, определится следующим образом:

$$Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t) = Q_{cons}(t_0) + Q'_{cons}(t_0)(\frac{1}{2}\Delta t) + Q''_{cons}(t_0)(\frac{1}{2}\Delta t)^2 ,$$

Производные определяем по следующим приближенным выражениям:

$$Q'_{cons}(t_0) = \frac{Q_{cons}(t_0) - Q_{cons}(t_{-1})}{\Delta t},$$

$$Q'_{cons}(t_0) = \frac{Q_{cons}(t_{-1}) - Q_{cons}(t_{-2})}{\Delta t},$$

$$Q''_{cons}(t_0) = \frac{Q'_{cons}(t_0) - Q'_{cons}(t_{-1})}{\Delta t}.$$

На рис.3. показано найденное таким образом значение $Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t)$ и, соответственно, $|Q_{comp}|(t = t_0) = Q_{cons}(t_0 + \frac{1}{2}\Delta t)\ Q_{comp}(t_0)$. Из рисунка видно, что результирующая реактивная мощность близка к нулю. Аналогично процедура повторяется для каждого последующего момента времени.

Авторами предложена схема устройства, осуществляющего опережающую компенсацию реактивной мощности [2]

Таким, образом, известные методы активной компенсации реактивной мощности, основанные на регулировании мощности компенсирующего устройства по текущему значению потребляемой реактивной мощности не дают требуемых результатов.

Предложенный метод опережающей компенсации является дальнейшим развитием активного метода компенсации, опирающийся на известный в математике метод экстраполяции, например, с использованием рядов Тейлора.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методика технико-экономической эффективности применения установок FACTS в ЕНЭС России. М., 2009 г.

2. Солонина Н.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С. Опережающая компенсация реактивной мощности, потребляемой электроприемником из питающей сети // Вестник Иркутского государственного технического университета.- 2012, № 11 (70). - С. 204-208.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕДАЧ И ВСТАВОК ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ПРОГРАММАХ РАСЧЕТА ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков
Южно-Уральский государственный университет (НИУ)

С каждым годом все больше устройств силовой электроники на базе полностью управляемых вентилей применяется в энергосистемах [1-5]. Расчеты режимов энергосистемы, содержащих такие устройства должны учитывать специфику их работы. Одними из таких устройств являются передачи и вставки постоянного тока на базе преобразователя напряжения (ППТН, ВПТН), модели которых пока не включены в отечественные программы расчета энергосистем.

Контур постоянного тока ППТН и ВПТН описывается также, как и в передачах на преобразователях тока с фазовым регулированием [3,4]. Но с позиции управления режимом энергосистемы, это разные классы устройств, каждый из концевых преобразователей ППТН функционирует как преобразователь напряжения (ПН), работающий во всех четырех квадрантах PQ - диаграмм мощности, обеспечивающий быстрое регулирование напряжения, независимое регулирование активной и реактивных мощностей [4]. Это обуславливает ряд особенностей моделирования ППТН.

Во-первых, опорное напряжение широтно-импульсной модуляции (ШИМ) на каждом ПН синхронизировано с напряжением только своего узла энергосистемы, поэтому векторы напряжений в узлах выпрямительной и инверторной подстанций не связаны жестко, а в случае соединения передачей разных энергосистем – вообще не связаны. Это и обеспечивает независимое регулирование напряжения или реактивной мощности на обеих подстанциях.

Во-вторых, потери ППТН, включающие потери в линии, трансформаторах, реакторах, вентилях (коммутационных и на интервале проводимости), нелинейно зависят от мощности

передачи. Для расчета их величины, эту зависимость представим в виде функции, аппроксимирующей экспериментальную кривую потерь передачи CrossSoundCable [5]:

$$\Delta P(P_d) = aP_d{}^2 + bP_d + c \quad (1)$$

при $a = 0{,}0002$, $b = 0{,}01$, $c = 1{,}2$, P_d – активная мощность передачи. Коэффициенты a, b и c для других передач могут быть получены на основании данных об их виртуальных или натурных испытаниях.

В-третьих, в модель ППТН необходимо ввести базовые ограничения по напряжению ПН, по току в вентилях и току линии [4]. На рисунке 1 изображены базовые ограничения передачи в PQ-координатах.

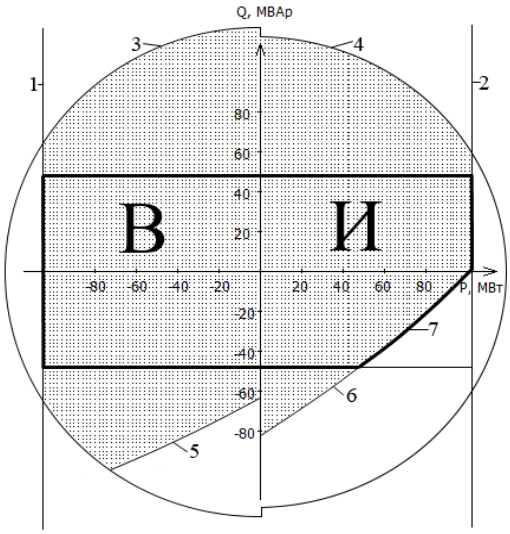


Рис.1. Базовые ограничения ППТН

Наибольшее допустимое напряжение передачи определяется ограничением по напряжению преобразователей, при этом наибольшее напряжение на преобразователях появляется при коэффициенте ШИМ $k_m = 1$. Предельно допустимая мощность передачи ограничивается наибольшим действующим значением тока в плече преобразователя, который при неизменном коэффициенте модуляции зависит от активной и реактивной составляющих полного тока фазы на входе преобразователя и ограничен нормируемой токовой нагрузкой силовых полупроводниковых приборов. Постоянный ток в линии при неизменном выпрямленном напряжении пропорционален активной мощности передачи и ограничен величиной тока при номинальной мощности.

Уравнения (2) с учетом ограничений определяют допустимую область работы ППТН:

$$\begin{cases} U_{\text{пн}} = k_m \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \frac{U_d}{2} \\ I_{\text{в}} = \frac{\sqrt{P_d{}^2 + (0{,}5P_d)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{пн}}} \\ I_d = I_{dm} \end{cases} \quad (2)$$

При записи системы (2) потери в преобразовательных трансформаторах и реакторах и потери в преобразователях учтены в виде нагрузок в узлах соответствующих подстанций, поэтому мощность, поступающая на выпрямительную подстанцию $P_{\text{в}}$ равна мощности $P_d^{\text{в}}$ после выпрямления, как и мощности $P_{\text{и}}$, $P_d^{\text{и}}$. Разница мощностей $P_d^{\text{в}}$ и $P_d^{\text{и}}$ обусловлена потерями в линии постоянного тока. Постоянные напряжения на подстанциях $U_d^{\text{в}}$ и $U_d^{\text{и}}$ отличаются величиной падения напряжения на линии. Векторная разность напряжений на преобразовательных подстанциях $U_{\text{пн}}^{\text{в}}$, $U_{\text{пн}}^{\text{и}}$ и соответственно сетевых напряжений $U_s^{\text{в}}$, $U_s^{\text{и}}$ с фазовыми сдвигами $\delta_{\text{в}}$, $\delta_{\text{и}}$ на соответствующих индуктивностях трансформатора и реактора,

учтенных соответственно в $x_{\sum в}$, $x_{\sum и}$, определяют величину и направление полной мощности передачи.

Сегодня сформирован унифицированный подход к архитектуре регуляторов ППТН и ВПТН [6-9]. На стороне постоянного тока на одной преобразовательной подстанции поддерживается выпрямленное напряжение, на другой – активная мощность. На стороне переменного тока каждый из преобразователей может регулировать в примыкающем узле либо реактивную мощность, либо переменное напряжение. Регуляторы на стороне переменного напряжения преобразовательных подстанций не связаны друг с другом.

Таким образом, ППТН в энергосистеме моделируется двумя ПН в узлах, к которым подключена передача. В узле, где подключен выпрямитель, вводится дополнительное потребление активной мощности, а в узле с инвертором вводится источник активной мощности. Активные мощности, потребляемая на выпрямительной подстанции и генерируемая источником на инверторной подстанции, связаны величиной суммарных потерь передачи (1), а допустимые режимы подстанций общими ограничениями. В работе [10] приводится моделирование СТАТКОМ (режим ПН с P_d=0) в программном комплексе RastrWin3 с помощью введения фиктивного узла PV-типа за индуктивным сопротивлением равным статизму регулирования. Для преобразователей ППТН возможен ввод как узла PV, так и PQ-типа в зависимости от выбранного регулятора на переменном токе.

Апробация модели ППТН. Математическая модель ППТН была интегрирована в разработанную ранее и применяющуюся в учебном процессе на кафедре ЭССиС ЮУрГУ программу расчета сети в среде Labview. Программа позволяет задавать конфигурацию сети, сопротивления ЛЭП, мощности нагрузок и генерации, напряжение балансирующего узла и точность расчета. На экране в ходе итерационного расчета выводятся полные мощности ЛЭП, напряжения на подстанциях и суммарные потери в сети. На рисунке 2 изображена электропередача между узлами 3 и 4 сети. Электропередача показана элементами ее схемы замещения с параметрами схемы и режима.

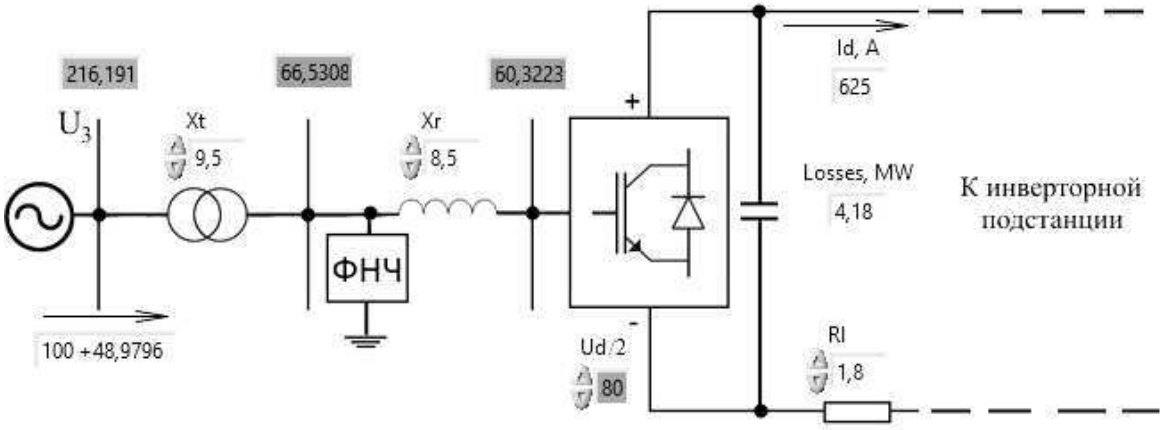


Рис.2. - Окно ППТН в программе Labview

Многократные расчеты режимов сети ППТН показали, что разработанная модель адекватно отражает процессы в длительных рабочих и послеаварийных режимах сети. Так на рисунке 3 для одной из схем сети 220 кВ с суммарной потребляемой мощностью 350 МВт и генерируемой 100 МВт, содержащей ППТН с номинальной мощностью 100 МВт и номинальным напряжением 160 кВ, приведены рассчитанные зависимости напряжений в узлах 3 и 4 примыкания к сети пребразовательных подстанций от мощности P_d, передаваемой по ППТН (в прямом и реверсивном направлении). Диапазон P_d от 0 до +100 МВт соответствует направлению мощности, показанному на рисунке 2. Диапазон P_d от -100 МВт до 0 соответствует реверсу передачи. Кривые получены при разных уставках регуляторов реактивной мощности Q_3 и Q_4 (от – 40 МВАр до + 40 МВАр) преобразователей концевых подстанций.

Из рисунка можно определить диапазон возможного регулирования напряжения в узлах примыкания к сети преобразовательных подстанций при нормируемом диапазоне изменения мощности ППТН. Во всех режимах работы преобразователей ППТН напряжения в узлах рассматриваемой сети не превышают допустимые. Регулирование выдачи реактивной мощности позволяет в нормальном режиме с номинальной активной мощностью поднять напряжение на выпрямительной и инверторной подстанциях на 8 и 12 кВ соответственно.

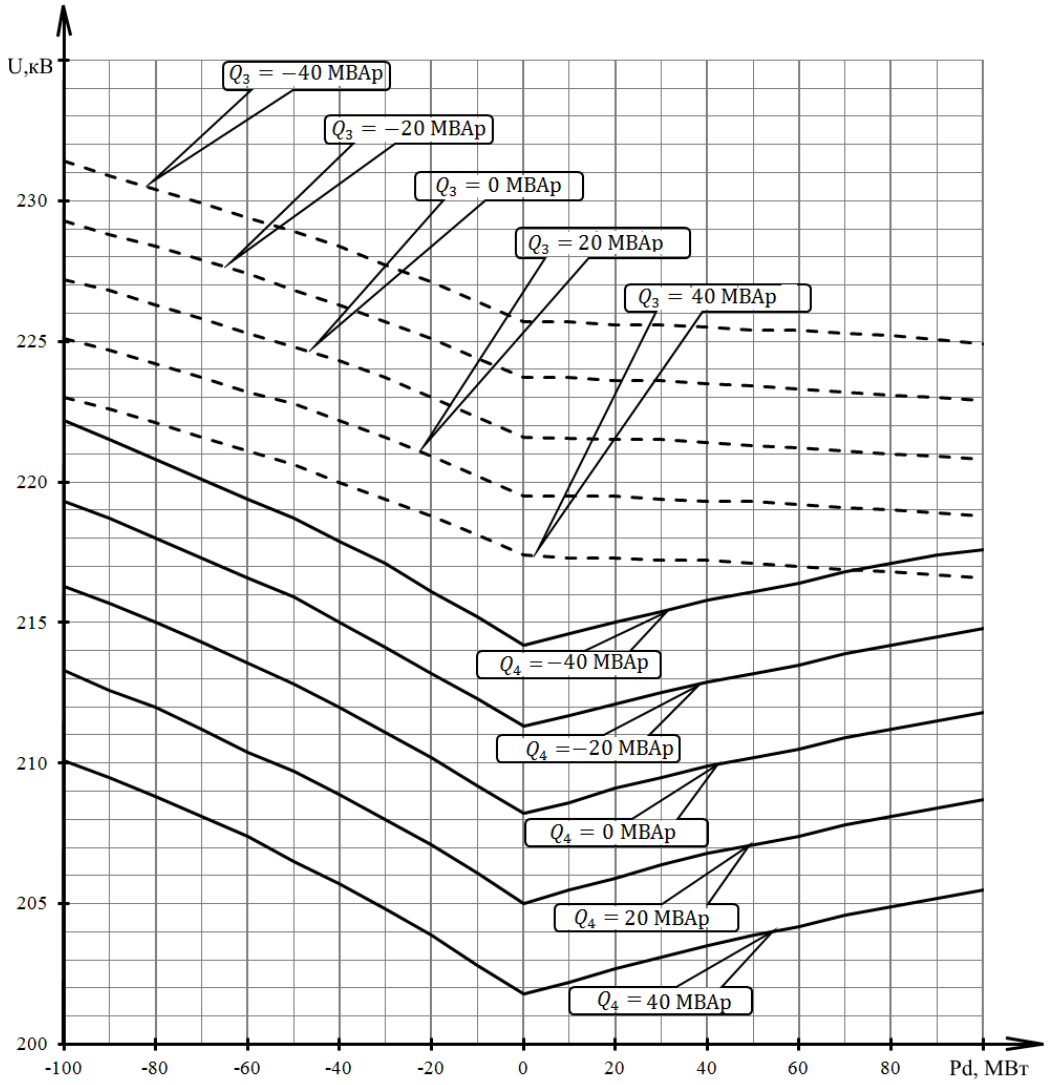


Рис.3. Зависимости напряжений в узлах 3 (- - -) и 4 (——) примыкания к сети преобразовательных подстанций от передаваемой мощности по реверсивной ППТН

ЗАКЛЮЧЕНИЕ**.** Рассмотрены особенности моделирования передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения для расчета длительных режимов энергосистемы. Предложено вводить модель передачи в виде двух преобразователей напряжения, связанных величиной суммарных потерь передачи и общими ограничениями. Модель для длительных режимов ППТН, основанная на этих принципах, внедрена в программу расчета сети 220 кВ, разработанную в среде Labview на кафедре ЭССиС ЮУрГУ и используемую в учебном процессе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Регулирование напряжения энергоблока синхронный генератор – объединенный регулятор потока мощности // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Том 14, № 3. С.13–16.

2. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Универсальная математическая модель системы с вентильными асинхронными связями // Электричество. 2008. № 6. С.12–18.

3. Гольдштейн М.Е., Корбуков Н.В. Математическая модель длительных режимов передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2012. № 37. С. 126–128.
4. Корбуков Н.В., Гольдштейн М.Е. Допустимые длительные режимы передачи постоянного тока на базе преобразователя напряжения // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.1, г. Новочеркасск, 14-18 окт. 2013 г. Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Изд. Лик, 2013. С.148–151.
5. Van Eeckhout B. The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms, in Offshore // European Transactionson Electrical Power. Volume 20, Issue 5, pp.661–671, July 2010.
6. Du C. VSC-HVDC for Industrial Power Systems // Thesis for the degree of Doctor of Philosophy. Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2007. -130p.
7. Zhang L. Modelling and control of VSC-HVDC links connected to weak ac systems // Ph.D. dissertation, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2010.
8. Shire T.W. VSC-HVDC based Network Reinforcement // M.Sc. thesis Electrical power Engineering department, Delft University of Technology, 2009.
9. Latorre H.F. A Multichoice Control Strategy for a VSC-HVDC // Licentiate thesis, Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Electric Power Systems Stockholm, Sweden, 2008.
10. Ерохин П.М., Неуймин В.Г., Александров А.С., Максименко Д.М. Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2012. № 66. С.22–28.

Научный руководитель: М.Е. Гольдштейн, профессор кафедры электрические станции, сети и системы ЮУрГУ (НИУ), к.т.н., профессор.

ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

А.В. Шарыгин, А.В. Махт
Альметьевский государственный нефтяной институт

Одним из наиболее эффективных путей энергосбережения в распределительной электрической сети (РЭС) нефтегазодобывающего предприятия является обеспечение в узлах нагрузки требуемого коэффициента реактивной мощности. Для поддержания заданного уровня коэффициента реактивной мощности в рассматриваемых электрических сетях (рис.1) используются индивидуальные, узловые и централизованные установки поперечной емкостной компенсации (УПЕК).

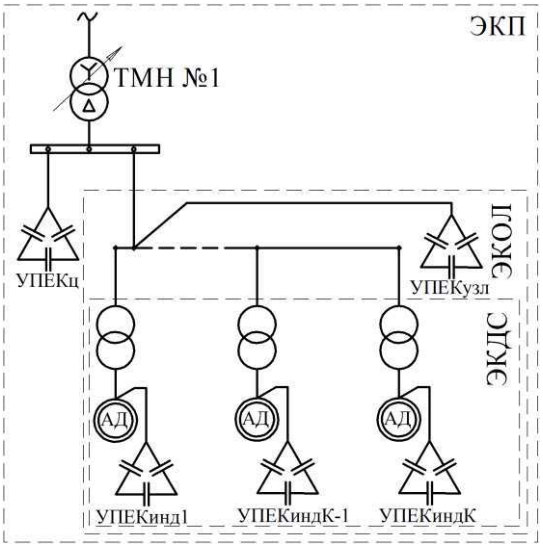


Рис.1. Однолинейная схема ЭКП с размещением компенсирующих установок

Оптимальные параметры режимов напряжения и электропотребления в распределительной электрической сети можно достигнуть только при комплексном подходе к компенсации реактивной мощности. Исходя из вышеизложенного логично разделение РЭС на иерархические уровни, такие как электротехнические комплексы - добывающих скважин (ЭКДС), отходящих линий (ЭКОЛ), вспомогательного оборудования (ЭКВО) и предприятия (ЭКП).

Важным моментом компенсации реактивной мощности на различных иерархических уровнях РЭС является согласование параметров индивидуальных, узловых и централизованных компенсирующих установок. Для согласования режима работы этих установок предлагается разработанный алгоритм централизованного управления для поддержания заданного значения коэффициента реактивной мощности в промысловых РЭС, который основан на жесткой событийной логике.

Блок схема алгоритма централизованного управления установками компенсации реактивной мощности представлена на рисунке 2. Алгоритм основан на сравнении фактических (измеряемых) и требуемых (рациональных) значений коэффициентов реактивной мощности в различных узлах. Рациональные энергетические параметры отходящих линий определяются по известным методам [1,2] исходя из фактических значений активной и реактивной мощностей в узлах РЭС, полученных с помощью узлов технического учета электрической энергии.

Первоначально сравниваются значения существующего $\mathrm{tg}\varphi_{ц.сущ.}$ и рационального $\mathrm{tg}\varphi_{ц.рац.}$ коэффициентов реактивной мощности в центре питания. В случае неудовлетворения условию неравенства начиная с конца отходящей линии поочередно сравниваются значения коэффициентов реактивной мощности в узлах ($\mathrm{tg}\varphi_{к.сущ.}$ и $\mathrm{tg}\varphi_{к.рац.}$ в конце линии, $\mathrm{tg}\varphi_{к-1.рац.}$ и $\mathrm{tg}\varphi_{к-1.сущ.}$ далее и так до точки 1 отходящей линии $\mathrm{tg}\varphi_{1.рац.}$ и $\mathrm{tg}\varphi_{1.сущ.}$). Использование данного алгоритма рассматривается в рамках управления режимами напряжения и электропотребления, т.к. серьезное влияние на уровни напряжения узлов электрической нагрузки оказывают именно перетоки реактивной мощности.

Для осуществления централизованного управления перетоками реактивной мощности необходим синтез микропроцессорных систем (МПС) РЭС. В настоящее время в РЭС функционируют отдельные модули МПС. Основными являются: блоки микропроцессорной защиты и автоматики, микропроцессорные системы технического и коммерческого учета электроэнергии, микропроцессорные системы управления компенсирующими установками и электроприводом РПН.

Все эти МПС являются многофункциональными, что дает возможность максимального сопряжения между собой и это позволит осуществить управление перетоками реактивной мощности в режиме on-line.

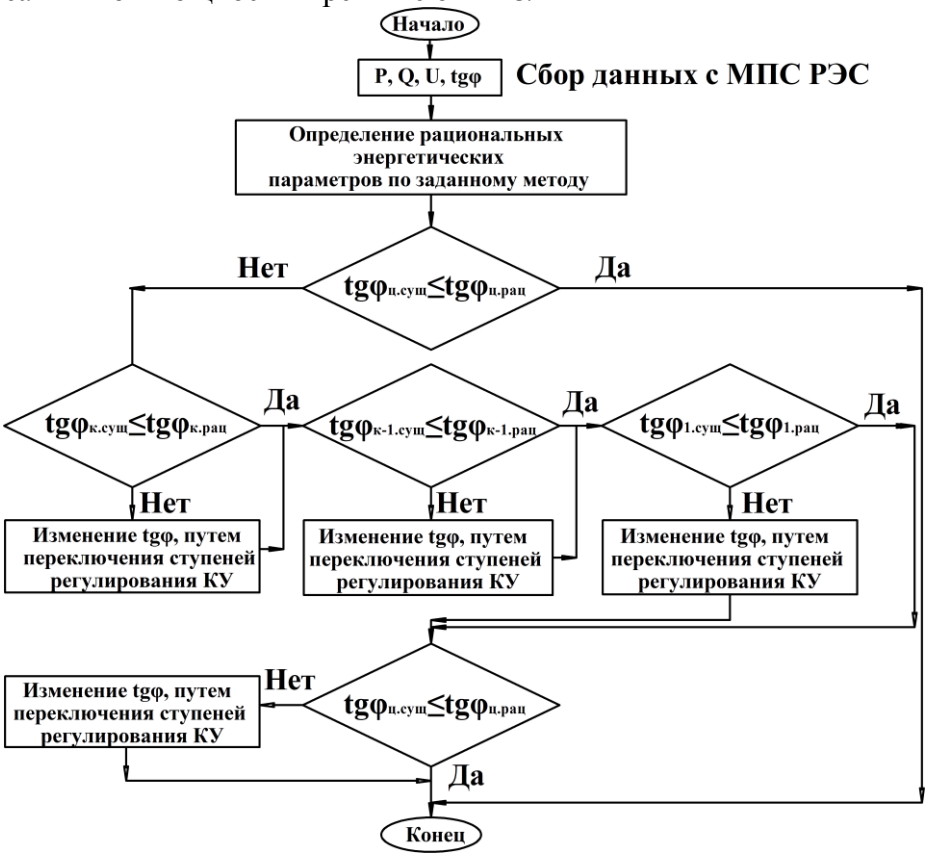


Рис.2. алгоритм централизованного управления перетоками реактивной мощности в РЭС

Возможно использование синхронного компенсатора (СК) для плавного регулирования значения коэффициента реактивной мощности. Согласованный режим работы СК с установками батарей статических конденсаторов обеспечит оптимальный режим электропотребления при заданном значении коэффициента реактивной мощности в центре питания.

Таким образом, решается поставленная задача по поддержанию заданного значения коэффициента реактивной мощности в центре питания. Одновременно решена задача по снижению потерь электрической энергии и напряжения в распределительной электрической сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

2. Нурбосынов Д.Н. Методы расчетов и математическое моделирование режима напряжения и электропотребления в установившихся и переходных процессах: Монография. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 1999, 215 с

Научный руководитель: Д.Н. Нурбосынов, д.т.н., профессор кафедры «Электроэнергетика» Альметьевского государственного нефтяного института.

ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ДИСКРЕТНЫХ САУЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИПО КРИТЕРИЮ ШУРА-КОНА В MATLAB

А.А. Нестеров, А.В. Нестеров, С.В. Нестеров
Кубанский государственный технологический университет

Непременным атрибутом оценки устойчивости САУ является выбор критерия устойчивости. Он всегда осуществляется субъективно, что, например, подтверждают выводы обзора критериев устойчивости дискретных САУ [1]. Одновременно с этим пользователь определяет систему компьютерной математики для эффективной оценки устойчивости с учетом специфики выбранного критерия. В случае дискретной САУ наилучшим сочетанием характеризуются MATLAB и критерий Шура-Кона.

Использование классического алгоритма анализа устойчивости САУ электроэнергетическими объектами по критерию Шура-Кона [1-5] с вычислительной точки зрения представляется весьма трудоемким. Так, для получения искомой оценки устойчивости системы n-го порядка требуется из коэффициентов ее характеристического полинома

$$D(z) = a_0 z^n + a_1 z^{n-1} + \ldots + a_{n-1} z + a_n \qquad (1)$$

составить 2n матриц (k = 1, 2, …, n)

$$A_k = \begin{bmatrix} a_n & 0 & 0 & \ldots & 0 \\ a_{n-1} & a_n & 0 & \ldots & 0 \\ a_{n-2} & a_{n-1} & a_n & \ldots & 0 \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ a_{n-k+1} & a_{n-k+2} & a_{n-k+3} & \ldots & a_n \end{bmatrix}; \qquad (2)$$

$$B_k = \begin{bmatrix} a_0 & 0 & 0 & \ldots & 0 \\ a_1 & a_0 & 0 & \ldots & 0 \\ a_2 & a_1 & a_0 & \ldots & 0 \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ a_{k-1} & a_{k-2} & a_{k-3} & \ldots & a_0 \end{bmatrix}, \qquad (3)$$

из которых затем сформировать n блочных матриц

$$D_k = \begin{bmatrix} A_k & B_k^T \\ B_k & A_k^T \end{bmatrix}.$$

Далее полагается вычислить соответственно n определителей $\det D_1, \det D_2, \ldots, \det D_n$, чтобы установить их знаки. Чередование знаков в последовательности угловых миноров $\det D_1 < 0, \det D_2 > 0, \det D_3 < 0$ и т.д. свидетельствует о том, что исследуемая дискретная САУ является устойчивой.

Из курса высшей алгебры известно, что чередование знаков угловых миноров $\det D_1, \det D_2, \ldots, \det D_n$ есть необходимое и достаточное условие отрицательной определенности матрицы Шура-Кона D_n. Эту закономерность называют критерием Сильвестра [6, 7]. Известны также и другие признаки названного свойства матрицы D_n, которые могут характеризовать устойчивость САУ [6]. Из всех традиционно самым простым

считают критерий Сильвестра, вычислительный алгоритм которого может быть реализован вручную. В недавнем прошлом это считалось достоинством. Ныне матричные операции могут быть автоматизированы в любой системе компьютерной математики.

Известным преимуществом при исследовании САУ обладает MATLAB. Его возможности позволяют анализировать матрицы по критерию Сильвестра и другим критериям, что ставит перед пользователем проблему выбора из них наилучшего. Решению этой задачи в системе компьютерной математики MATLAB посвящена данная статья.

В системе MATLAB поставленная задача имеет несколько вариантов решения, различающихся затратами ручного труда пользователя. Минимальных усилий последнего требует алгоритм, отличающийся от классического другим видом и размерностью матрицы Шура-Кона S [8-10]. Согласно Шуру [9] эта матрица имеет следующий вид

$$S = AA^T - BB^T, \qquad (4)$$

где A и B – матрицы, составленные согласно (2) и (3) при условии, что k = n.

В этом случае признаком устойчивости САУ с характеристическим полиномом (1) служит положительная определенность матрицы Шура-Кона S. Известно, что собственные числа $\lambda(S)$ такой матрицы должны быть положительными [6]. Как было отмечено выше, существует несколько способов проверки этого свойства матрицы. Их анализ показывает, что в MATLAB целесообразно в равной степени исследовать знаки собственных чисел $\lambda(S)$ матрицы S или знаки коэффициентов ее характеристического многочлена $p(S)$, т.к. в MATLABимеются для этого необходимые функции eigи poly. Сказанное обусловливает следующий порядок действий:

1) ввод коэффициентов $a_1, a_2, \ldots, a_n$ характеристического полинома D(z) исследуемой дискретной САУ;

2) формирование матриц Аи B;

3) формирование матрицы Шура-Кона S;

4) вычисление собственных чисел $\lambda(S)$;

5) анализ знаков собственных чисел $\lambda(S)$ и заключение об устойчивости САУ.

Ниже приведен соответствующий SCRIPT 1, который показывает, что указанные действия выполняются автоматически. Небольшого пояснения требует лишь способ формирования матриц Аи B. Очевидно, что они представляют собой теплицевы треугольные матрицы. Функция toeplitz(CA, RA) возвращает матрицу A, где CA – первый столбец (column) матрицы A и RA – ее первая строка (row). Вектор CA предварительно формируют из вектора Dz, удалив из него последний элемент a_n. Вектор RA создают из вектора CA, заменив в последнем все элементы, начиная со второго, нулями. Аналогично формируют матрицу B.

Завершает описание предложенного алгоритма пример, иллюстрирующий его эффективность. В качестве тестовой использована задача 6.28, представленная в [3]. Согласно условию характеристический полином дискретной САУ имеет вид

$$D(z) = a_0 z^3 + a_1 z^2 + a_2 z + a_3,$$

где $a_0 = 0{,}00506;\ a_1 = 0{,}302017;\ a_2 = -1{,}014456;\ a_3 = 1.$

SCRIPT 1:

```
a3=1;a2=-1.014456;a1=0.302017;a0=0.00506;
Dz=[a3 a2 a1 a0];
n=length(Dz);
CA=Dz(1:n-1);
RA=CA;
RA(2:n-1)=0;
A=toeplitz(CA,RA);
D=fliplr(Dz);
```

```
CB=Dz(1:n-1);
RB=CB;
RB(2:n-1)=0;
B=toeplitz(CB,RB);
S=A*A'-B*B';
lambda=eig(S)
lambda=
    0.1495
    0.7031
    3.0853
```

Поскольку все собственные значения матрицы Шура-Кона положительные, то исследуемая САУ устойчивая.

Среди упомянутых выше вариантов решения рассматриваемой проблемы один равноценен описанному. В этом случае используется критерий Якоби [6], согласно которому необходимым и достаточным условием положительной определенности матрицы Шура-Кона (4)
является чередование знаков коэффициентов ее характеристического многочлена p(S). В MATLAB названную проверку осуществляют
с помощью функции poly, как это показывает SCRIPT 2.

SCRIPT 2:

```
p=poly(S)
p=
    1.0000
   -3.9378
    2.7354
   -0.3242
```

Соответственно в своем обычном виде характеристический многочлен выглядит следующим образом

$$p(S) = +1 \cdot \lambda^3 - 3{,}9378 \cdot \lambda^2 + 2{,}7354 \cdot \lambda - 0{,}3242$$

и полностью удовлетворяет критерию Якоби. Заметим, что корни многочлена p(S) равны собственным значениям матрицы S.

Классический и предложенный алгоритмы отличаются друг от друга видом матрицы Шура-Кона и методом оценки ее отрицательной или положительной определенности. Первое различие значимо только при вычислении вручную. Действительно, размерность матрицы $S(n \times n)$ вдвое меньше матрицы $D_n(2n \times 2n)$, но при работе в MATLAB пользователь этой разницы не замечает. Напротив, второе различие обеспечивает большую простоту предложенного алгоритма при программной реализации его в MATLAB. Наконец, в тех случаях, когда алгоритм должен использоваться многократно, целесообразно оформить его в виде М-файла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, поставленная в начале статьи цель достигнута. Разработан алгоритм оценки устойчивости дискретных САУ электроэнергетическими объектами по критерию Шура-Кона, отличающийся от классического своей простой. При решении тестовой задачи показана его эффективность в сравнении с последним.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Вартанян В.М., Федоренко Н.М., Романенков Ю.А., Дронова И.В., Кононенко А.В. Алгебраические критерии локализации корней полинома в заданных областях комплексной плоскости // Авиационно-космическая техника и технология. 2005. № 3. С.82-87.
2. Математические основы теории автоматического управления: В 2-х т. / В.А. Иванов, В.С. Медведев, Б.К. Чемоданов, А.С. Ющенко; Под ред. Б.К. Чемоданова. – 2-е изд., перераб. и доп. Т.2. М.: Высш. шк., 1977. 455 с.

3. Топчеев Ю.И., Цыпляков А.П. Задачник по теории автоматического регулирования. М.: Машиностроение, 1977. 592 с.
4. Козлов В.Н., Куприянов В.Е., Шашихин В.Н. Управление энергетическими системами. Часть 1. Теория автоматического управления / под ред. В.Н. Козлова. СПб.: Изд-во политехн. ун-та. 2008. 255 с.
5. Нестеров А.В. Теория автоматического управления: учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по направлениям подгот. дипломир. специалистов "Конструкт.-технол. обеспечение машиностроит. пр-в"; "Автоматизир. технологии и пр-ва" / А.В. Нестеров, С.В. Нестеров ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Куб. гос. технол. ун-т. Краснодар, 2006. 191 с.
6. Воеводин В.В., Воеводин Вл.В. Энциклопедия линейной алгебры. Электронная система ЛИНЕЛЛ. СПб.: БХВ-Петербург, 2006. 544 с.
7. Математические основы теории автоматического управления: В 2-х т. / В.А. Иванов, В.С. Медведев, Б.К. Чемоданов, А.С. Ющенко; Под ред. Б.К. Чемоданова. – 2-е изд., перераб. и доп. Т.1. М.: Высш. шк., 1977. 366 с.
8. Augusta P., Hurak Z. Distributed stabilization of spatially invariant systems: positive polynomial approach. Proc. Intl. Symp. Math. Theory of Networks and Systems (MTNS), Budapest, Hungary, 2010. pp. 773-779.
9. Cohn A. Uber Anzahl der Wurzeln einer algebraischen Gleichung in einem Kreise// Mathematische Zeitschrift, 1922. vol. 14. s. 110-148.
10. Fuzhen Zhang. The Schur complement and its applications. – New York: Springer, 2005. 295 p.

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ АДАПТИВНОЙ НЕЙРО-НЕЧЕТКОЙ СЕТИ

Баласим М. Аль-Зихери, И.И. Надтока
Южно-российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова
А.В. Ерашов, А.А. Тимусь
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ

Основными недостатками математических моделей краткосрочного прогнозирования электропотребления – Short Term Load Forecasting (STLF) является отсутствие у них способности точно моделировать влияние изменений погодных фкторов, влияющих на нагрузку, недостаточная точность прогнозирования нагрузки в выходные и праздничные дни, а также довольно емкие вычисления [1]. В последнее время объектом пристального внимания исследователей стали нейро-нечеткие сети, совмещающие под-ходы из области нейронных сетей и нечеткой логики.

Адаптивная система нейро- нечеткого вывода - Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) позволяет моделировать качественные аспекты человеческого знания и процесс рассуждения без применения точного количественного анализа, а также сокращать время обучения за счет уменьшения размерности [2] и дает положительные результаты при моделировании нелинейных функций [3].

Наиболее часто в задачах STLF используется нечеткая модель ANFIS первого порядка Такаги-Сугено [4] с двумя входами и одним выходом и с двумя функциями принадлежности для каждого входа. В качестве функций принадлежности используются функции Гаусса, колоколообразная или треугольная. Одна эпоха обучения обеспечивает количество итераций, достаточное для высокой точности прогнозирования. Эквивалентная архитектура

ANFISсистемы нечеткого вывода первого порядка Такаги-Сугено, состоящая из пяти слоев приведена на рисунке 1.

Слой 1: Каждый узел этого слоя является адаптивным узлом, выход узла определяется по формуле :

$$O_{1,i} = \begin{cases} \mu_{A_i}(x) & при\ i = 1, 2; \\ \mu_{B_{i-2}}(y) & при\ i = 3, 4. \end{cases} , \qquad (1)$$

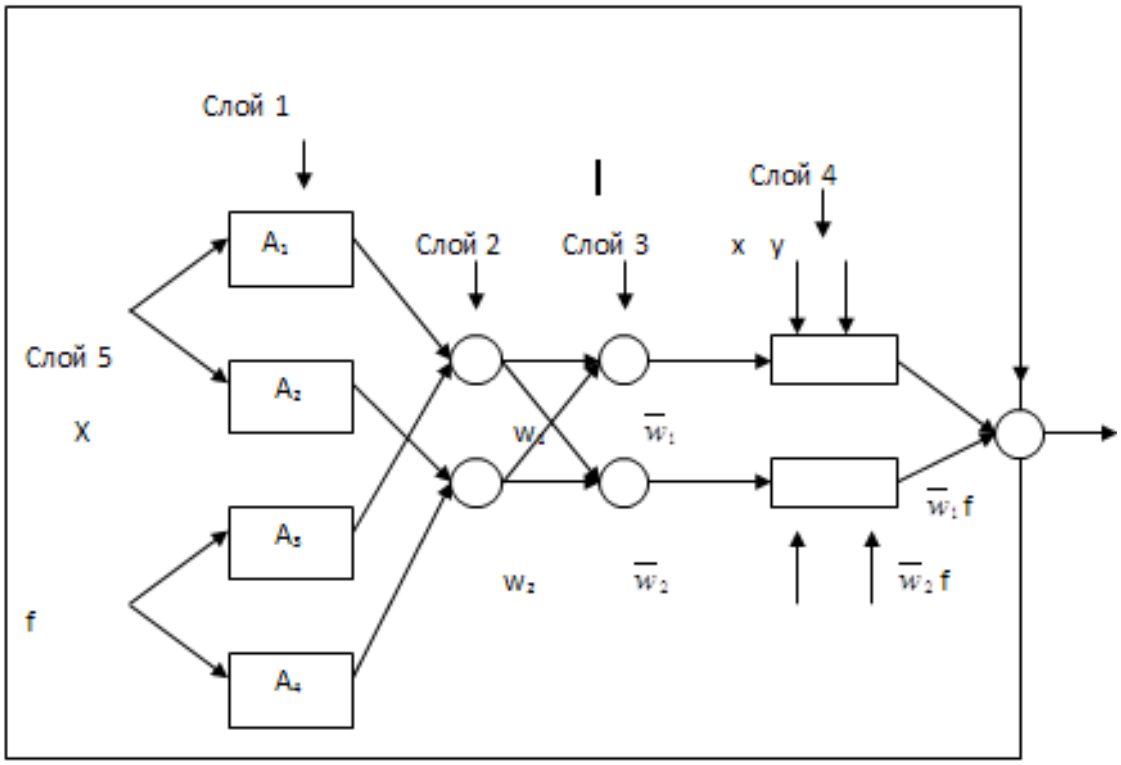


Рис. 1. Обобщенная архитектура ANFIS

где x (или y) – это вход узла; A_i (или B_{i-2}) - это нечеткое множество, связанное с этим узлом, характеризующееся формой функции принадлеж-ности $\mu_{A_i}(x)$ в этом узле.

Параметры этого слоя относятся к параметрам предпосылок.

Слой 2: Каждый узел этого слоя является фиксированным узлом, перемножающим входные сигналы и выходное значение. Например,

$$O_{2,i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(y) \quad i = 1,2 \quad . \qquad (2)$$

Выход каждого узла представляет собой вес некоторого правила.

Слой 3: Каждый *i*-й узел этого слоя является циклическим и определяет отношение веса *i*-го правила к сумме весов всех правил.

$$O_{3,i} = \overline{w_i} = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \quad i = 1,2 \ . \qquad (3)$$

Выходные сигналы 3-го слоя называются нормализованными весами.

Слой 4: Узел *i* четвертого слоя рассчитывает вклад одного нечеткого *i*-го правила в выход сети со следующей функцией узла:

$$O_{4,i} = \overline{w_i} f_i = \overline{w_i}(p_i x + q_i y + r_i) , \qquad (4)$$

где $\bar{w}_i$ - это выходной сигнал слоя 3, а $\{ p_i, q_i, r_i \}$ - набор параметров. Параметры этого слоя относятся к параметрам вывода.

Алгоритм обучения ANFIS является гибридным алгоритмом, совме-щающим метод градиентного спуска и метод наименьших квадратов [5].

Таким образом, гибридный алгоритм обучения может быть использован для эффективного поиска оптимальных параметров ANFIS. При прямом распространении сеть передает входные сигналы в прямом направ-лении до слоя 4, в котором параметры вывода идентифицируются с помощью метода наименьших квадратов. При обратном распространении сигнал ошибки передается в обратном направлении и параметры предпо-сылок обновляются с помощью метода градиентного спуска.

Известен ряд положительных примеров применения ANFIS в задаче STLF. Так, например, Саид – Ахмед, и др. в [6] использовали обучающие данные, состоящие из почасового потребления электроэнергии в г. Алеппо (Сирия) в течение трех лет с 1997 по 1999 год. Для обучения была использована структура с тремя входами и с одним выходом и двумя обобщенными функциями принадлежности Бела на каждом входе. Величина среднеквадратической ошибки составила 0.50%.

Поттер и др. в [7] проводили обучение модели ANFIS на основе дан--ных за январь 2002г., тестирование выполнялось по данным марта 2002г. Количество входов варьировалось от 4 до 6. Среднеквадратические погрешности для моделей с колоколообразной и треугольной функциями принадлежности равны соответственно 2.30% и 0.73%.

L.Ying и др. в [8] использовали модели типа ANFIS для прогнозирования нагрузки в региональных электросетях. В качестве входных параметров использовались фактические значения нагрузки с 1981г. по 2000г. Метод ANFIS показал наилучшие результаты со значением средней абсолютной погрешности 1.87%.

В России также применяются модели ANFIS в задачах STLF [9-11] и получены результаты, показывающие, что данный тип модели позволяет повысить точность прогнозирования.

На рисунке 2 приведен пример результатов прогнозирования суточного графика мощности по прогнозной модели ANFIS, структура которой описана выше, разработанной для филиала ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ. Обучение модели выполнялось на данных трех предшествующих суткам в которые выполняются прогноз за 2009 - 2011 годы. Прогнозирование выполнено 30.08.2011 на сутки вперед то есть на 31.08.2011 г. В качестве прогнозных данных температуры и освещенности принимались фактические данные на прогнозируемые сутки. Среднеквадратическая погрешность прогнозирования составила 1,83%.

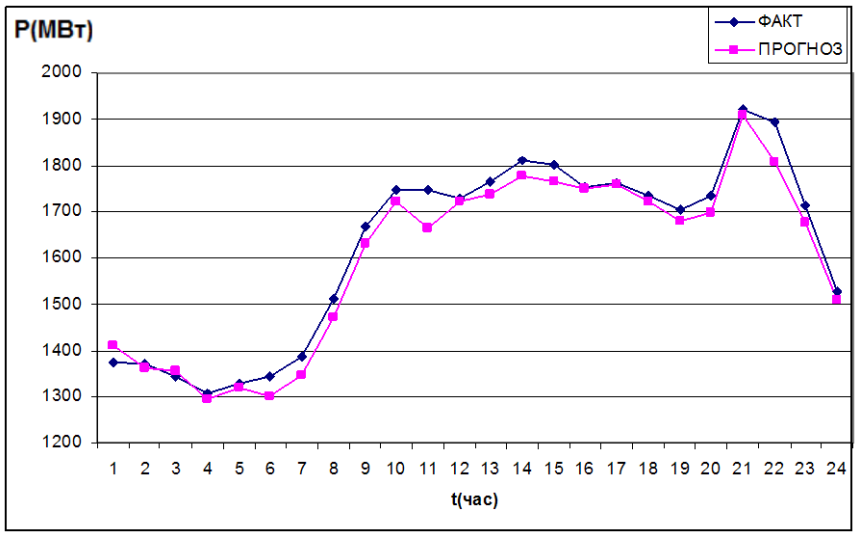


Рис. 2. Пример прогнозирования суточного графика на сутки вперед

Актуальность применения правил нечеткого вывода особенно возрастает при учете одновременно нескольких погодных факторов, например, температуры и освещенности в сочетании с направлением и скоростью ветра. Кроме этого, правила нечеткого вывода можно использовать при приведении в соответствие (прогнозных и фактических) экспертных данных по облачности и инструментальных данных естественной освещенности.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1 D.Fay, J.V. Ringwood, M.Condona and M.Kelly, Establishing a Solution Strategy for Electrical Demand Forecasting in Ireland, 2000.

2. Maguire, L.P., Roche, B., McGinnity, T.T., McDaid, L.J., 1998.Predicting a Chaotic Time Series Using a Fuzzy Neural Network. InformationScience 112, 125–136.

3. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. М: Горячаялиния – Телеком, 2007. 288 с.

4 V. Novák,I. Perfilieva,. Mathematical Principles of Fuzzy Logic, Kluwer Academic Publishers ,USA 1999.

5 Jang, J.S.R., Sun, C.T., Mizutani, E., Neuro-Fuzzy and Soft Computing: a Computational Approach to Learning and Machine Intelligence. Prentice-Hall, Eaglewood cliffs, NJ, 1997.pp. 503–534.

6. M.N. Syed-Ahmad and A.Bensenouci, Short term load forecasting using adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS) application to Aleppo load demand, Electrical Technology Department, College of Technology at Al-Baha, 2001.

7. C.Potter and M.Negnevitsky, Short Term Power System Forecasting Using an Adaptive Neural-Fuzzy Inference System, University of Tasmania, 2003.

8. L.Ying and M.Pan, Using adaptive network based fuzzy inference system to forecast regional electricity loads, Energy and Conversion Management, pp. 205-211, 2008 .

9 Анушина Е.С. Система краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки: дис. канд. техн. наук: 05.09.03. – СПб., 2009. – 137 с.

10. Глебов, А.А. Модель краткосрочного прогнозирования электропотребления с помощью нейро-нечетких систем / А.А. Глебов // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – №7(20). – С. 142-146.

11. Надтока И.И., Бугаец В.А., Юрушкин М.В. Модель прогнозирования электропотребления энергорайонов и региона с учетом влияния метеофакторов // Известия вузов. Электромеханика, 2014, № 3. С. 40 – 44.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ОБМОТКАХ УПРАВЛЯЕМЫХ ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

А.С. Карпов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ

Одними из самых распространенных видов внутренних повреждений трансформаторного оборудования являются витковые замыкания. Значения токов при витковых замыканиях сильно зависят от числа замкнувшихся витков и места повреждения. Малое число замкнувшихся витков во вторичной обмотке может приводить к незначительному увеличению тока со стороны источника питания, поэтому подобные витковые замыкания достаточно сложно обнаружить. В настоящее время из всех применяемых стандартных защит трансформаторов и трансформаторного оборудования только газовая защита реагирует на витковые замыкания, поскольку они сопровождаются,

как правило, горением электрической дуги или местным нагревом, а это, в свою очередь, приводит к разложению трансформаторного масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Эти газы вытесняют масло из бака трансформатора в расширитель, вызывая, тем самым, действие газовой защиты. Однако по принципу действия газовая защита является медленнодействующей. Разогрев места повреждения может приводить к образованию окалины, выплавлению части витка или повреждению остальных витков. Но поскольку затем происходит быстрый разогрев и спекание с перекрытием смежных витков, в дальнейшем переходные сопротивления при расчете токов витковых замыканий не учитываются. Таким образом, важной задачей является своевременная идентификация виткового повреждения и последующее отключение от сети поврежденного оборудования для предотвращения развития аварии и механического разрушения обмоток.

Данная работа посвящена разработке методики моделирования трансформаторного оборудования на примере управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора (УШР) для расчета процессов при витковых замыканиях, проведению расчетов электромагнитных переходных процессов при витковых замыканиях в обмотках УШР. Характер токов вторичных обмоток управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (компенсационной обмотки и обмотки управления) препятствует выбору для них защит, обычно применяемых для силовых трансформаторов. В особенности это относится к обмотке управления, секции которой обтекаются выпрямленным током трехфазного тиристорного преобразователя.

Разработанная в предыдущих работах [1] методика моделирования управляемых шунтирующих реакторов и другого трансформаторного оборудования произвольной конструкции с помощью совместного применения схем замещения электрической и магнитной цепей зарекомендовала себя как эффективный и точный инструмент для исследования электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах. Схема замещения, отображающая источники МДС, пути замыкания магнитных потоков и магнитные сопротивления этих путей («магнитная схема замещения») задаётся узлами и наиболее важными ветвями (путями) распределения магнитного потока, которые должны с необходимой степенью точности аппроксимировать реальную картину распределения магнитного поля. Для обоснования выбора магнитной схемы замещения управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора при рассмотрении режимов, связанных с повреждениями в обмотках, необходимо определить пути замыкания основных магнитных потоков при данном типе повреждения. Сетевая обмотка (СО) управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов катушечного типа, состоит из W_{co} витков и охватывает два полустержня [2]. Каждая катушка сетевой обмотки включает в себя $W_к$ витка. В соответствии с [3] в обмотках катушечного типа возможны полные витковые замыкания только всей катушки. Картина распределения магнитной индукции в магнитопроводе однофазного УШР при замыкании 1/3 катушек сетевой обмотки представлена на рисунке 1. Стрелками на рисунке 1 показаны пути замыкания магнитных потоков при витковом замыкании катушек сетевой обмотки. Уровни индукций в магнитной системе однофазного УШР визуализируются соответствующим цветом: соответствие цвета и величины магнитной индукции представлено в правой части рисунка 1 на соответствующей легенде. Красные сплошные линии – линии магнитного поля в плоскостях x и y. Из рисунка 1 видно, что при витковом замыкании катушек в сетевой обмотке оба полустержня и боковые ярма управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора имеют меняющиеся по высоте элемента магнитопровода значения магнитных индукций.

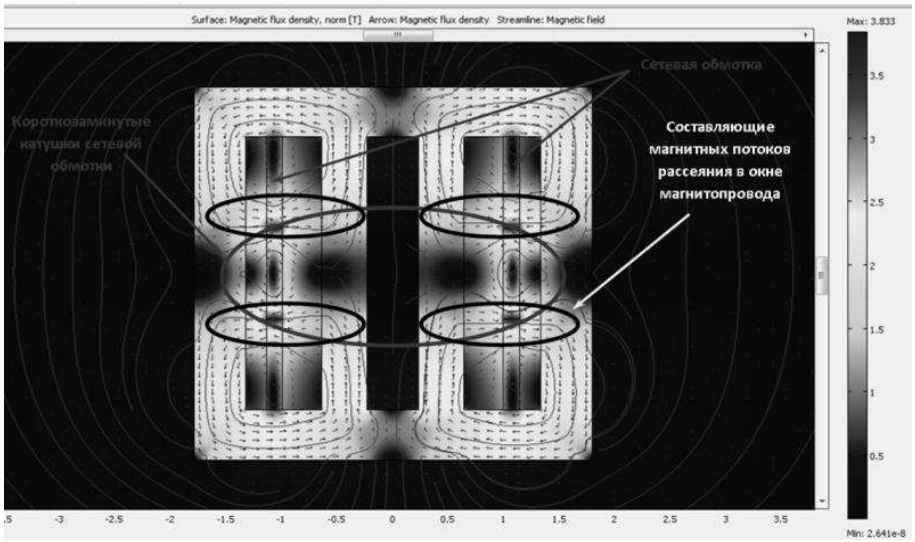


Рис.1. Распределение магнитной индукции в магнитопроводе однофазного УШР при разомкнутых вторичных обмотках при замыкании 1/3 катушек сетевой обмотки

Вторичные обмотки управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов (обмотка управления – ОУ; и компенсационная обмотка - КО) винтового типа, состоят из двух секций («полуобмоток»), каждая из которых охватывает «свой» полустержень. Секции компенсационной обмотки включаются между собой согласно; секции обмотки управления включаются между собой встречно. На основе анализа распределения магнитного поля в элементах магнитной системы однофазного управляемого подмагничиванием шунтирующего реактора может быть составлена схема замещения магнитной системы фазы УШР для расчетов процессов при витковых замыканиях в обмотках (рисунок 2).

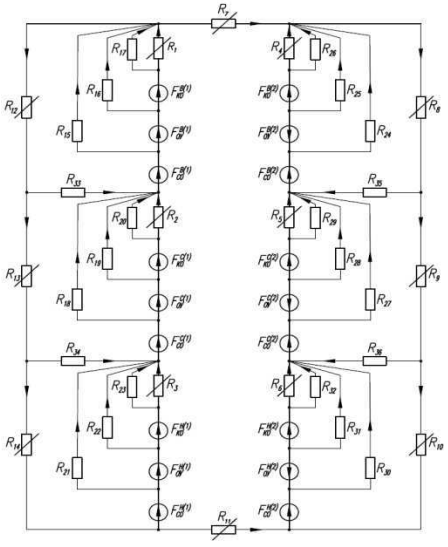


Рис. 2. Схема замещения фазы УШР для расчета процессов при витковых замыканиях в любой из обмоток

Порядок формирования системы уравнений для случая расчетов процессов при витковых замыканиях основывается на первом и втором законах Кирхгофа для электрической и магнитной цепей УШР.

На рисунке 3 представлен результат расчета тока сетевой обмотки УШР и тока короткозамкнутой части обмотки при замыкании одной катушки в момент времени t_1 в режиме потребления реактором номинальной мощности.

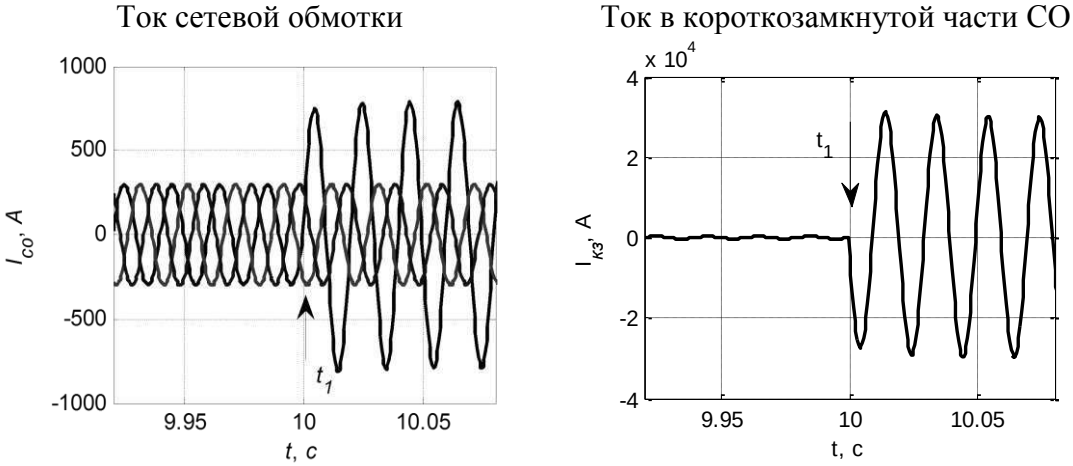


Рис.3. Ток в сетевой обмотке и в ее короткозамкнутой части при замыкании одной катушки СО.

Отличительной особенностью витковых замыканий в сетевой обмотке является значительное отличие токов сетевой обмотки поврежденной и неповрежденных фаз следствием чего является появление тока в нейтрали. В исходном установившемся режиме работы УШР в режиме потребления номинальной реактивной мощности действующее значение тока в сетевой обмотке составляет 198 А; при витковом замыкании одной катушки расчетное действующее значение тока поврежденной обмотки составило 570 А. При этом действующее значение тока в короткозамкнутой катушке достигает 21 кА. Витковые замыкания в сетевой обмотке представляют значительную опасность для оборудования, поэтому точное и своевременное выявление указанного вида повреждения действием релейной защиты является важной задачей.

Результат расчета тока короткозамкнутого витка КО представлен на рисунке 4. Действующее значение тока короткозамкнутого витка равно 11,56 кА. При этом следует отметить, что номинальный ток обмотки составляет 1709 А (компенсационная обмотка в нормальных режимах нагружена только током третьей гармоники, и поэтому выполняется с уменьшенным сечением меди).

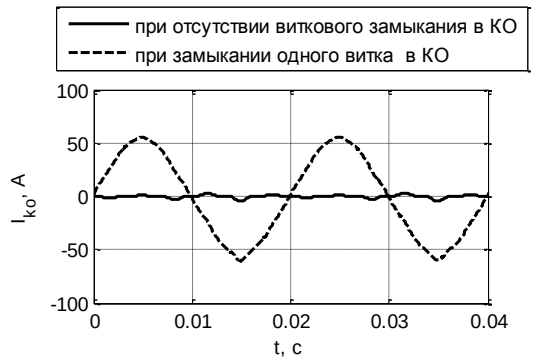


Рис.4.а. Ток компенсационной обмотки в режиме холостого хода УШР

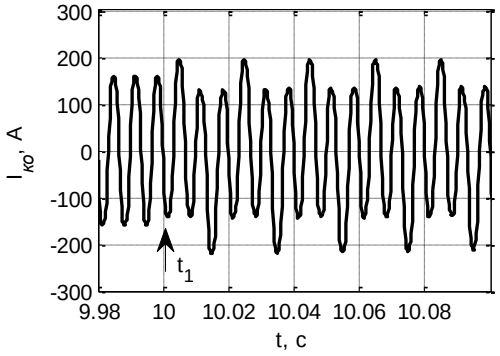


Рис.4.б. Ток компенсационной обмотки в режиме потребления УШР номинальной мощности

В случае, когда в одной из секций компенсационной обмотки произошло витковое замыкание, МДС, создаваемые каждой из полуобмоток, становятся различными. Прямым следствием наличия магнитной несимметрии УШР является появление первой гармонической составляющей в токе компенсационной обмотки, соединенной в треугольник.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Использование существующих методов расчета токов витковых коротких замыканий трансформаторов не учитывает нелинейности и насыщения элементов магнитопровода, вследствие чего их применение некорректно применительно к УШР.

2. Предлагаемая в данной статье методика расчетов процессов при витковых замыканиях в обмотках УШР или аналогичного трансформаторного оборудования основана на сведениях о реальной конструкции устройства и не требует дополнительных расчетов эквивалентных параметров модели (таких как напряжение короткого замыкания с учетом короткозамкнутой части обмотки) вне зависимости от места повреждения.

3. Витковые замыкания во вторичных обмотках УШР (обмотке управления и компенсационной обмотке) сопровождаются появлением тока первой гармонической составляющей в токе компенсационной обмотки, соединенной в треугольник. При этом, чем большее число витков во вторичных обмотках замыкаются накоротко, тем больший ток первой гармонической составляющей появляется в КО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Карпов А.С. Компьютерное моделирование управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов для расчета электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах // Электрические станции, №7, 2012 г. – с.47-51.

2. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы. Дмитриев М.В., Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В., Карпов А.С., Шескин Е.Б. Под. ред. Евдокунина Г.А. С-Пб. 2013 г., 280 с.

3. Засыпкин А. С. Релейная защита трансформаторов – М. Энергоатомиздат, 1989 - 240 С.

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Е.С. Съёмщиков, А.М. Глазунова

НИ Иркутский Государственный Технический Университет , Кафедра Электрические станции, сети и системы

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева

Введение

Представление о параметрах режима электроэнергетической системы (ЭЭС) формируется с помощью задачи оценивания состояния (ОС) [1]. Главным источником информации для решения задачи ОС является SCADA система и WAMS. SCADA **(**сокр. от англ. Supervisory Control And Data Acquisition)— система диспетчерского контроля и сбора данных реального времени. Устройства распределенных векторных измерений WAMS-системы (сокр. от англ. WideAreaMeasurementSystem) обеспечивают синхронизированные по времени измерения параметров режима с высокой дискретностью. Главными элементами WAMS системы являются специальные измерительные устройства PMU (PhasorMeasurementUnit), способные измерять параметры режима электрической сети с точной привязкой к астрономическому времени [2]. Информация, получаемая от SCADA и PMU, в задаче ОС называется измерениями. Срез измерений – измерения, снятые в один и тот же момент времени – является исходной информацией для задач диспетчерского управления. Высокая эффективность разрабатываемых методов и алгоритмов достигается путем их апробации в разных условиях работы ЭЭС, что возможно только при наличии множества срезов измерений.В настоящее время информация о параметрах режима в ЭЭС является закрытой и, следовательно, недоступной для исследователя. Выходом из создавшегося положения может быть построение модели функционирования ЭЭС на основе приближенных к действительности срезов измерений. С этой целью разработан исследовательский программно-вычислительный комплекс. В данной работе описывается блок ПВК, в котором создается множество срезов измерений.

Графики нагрузки

Приближение модели функционирования ЭЭС к фактическому функционированию выполняется за счет использования типовых или заданных пользователем графиков нагрузки при вычислении установившихся режимов. Графики нагрузок показывают изменение нагрузок в течение рассматриваемого времени. Для построения графиков используются показания счетчиков активной и реактивной энергии. В проектировании применяются типовые суточные графики, характерные для определенного вида производства, в которых максимальная суточная нагрузка принята за единицу или за 100 %, а остальные нагрузки выражены в долях единицы или в процентах. Для построения конкретного суточного графика необходимо знать максимальную нагрузку и иметь типовой суточный график.

Описание модели

Модель функционирования ЭЭС создана для проверки работоспособности алгоритмов задач диспетчерского управления. Под функционированием ЭЭС понимается имитация сбора данных о состоянии ЭЭС от системы SCADA и PMU, в результате чего формируется срез измерений, и обработка этих срезов программой оценивания состояния.

На рис.1 показана блок-схема алгоритма работы ПВК. Исходная информация для формирования модели функционирования ЭЭС – это суточные графики нагрузки во всех нагрузочных узлах, параметры схемы ЭЭС, параметры режима, структура среза измерений.

По заданным исходным данным вычисляются установившиеся режимы для каждой точки графика нагрузки. Все вычисленные режимы записываются в базу данных УР. Для создания среза измерений $\bar{y}_y$ из базы данных УР выбираются измеряемые параметры режима $y_{\text{ист}}$. Затем, на них накладываются случайные ошибки $x_{\text{сл}}$, сгенерированные датчиком случайных чисел и грубые ошибки b_y, превышающие случайные ошибки в несколько раз:

$$\bar{y} = y_{\text{ист}} + x_{\text{сл}}\sigma_y + b_y \quad (1)$$

Где $x_{\text{сл}} \to N(0,1)$, σ_y – дисперсия измерения. В случае отсутствия необходимости имитации грубой ошибки $b_y = 0$. При создании срезов измерений исходят из того, что в течение, например, часа (если это суточный график нагрузи) или 15 минут (если это 15-минутный график нагрузи) режим не изменяется. В течение заданного времени измерения отличаются друг от друга величиной случайной и грубой (если она есть) составляющих ошибки. Таким образом, количество измерений за период графика нагрузки определяется частотой, с которой измеряются параметры режима.

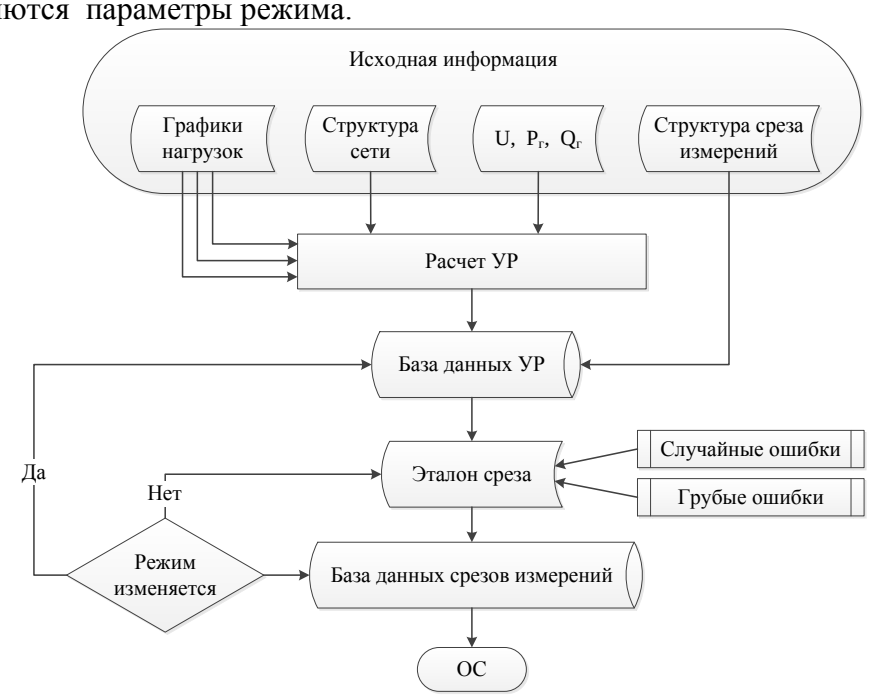


Рис.1. Алгоритм работы программного комплекса

Описание программы

На рисунке 2 представлен внешний вид программы после ее открытия.

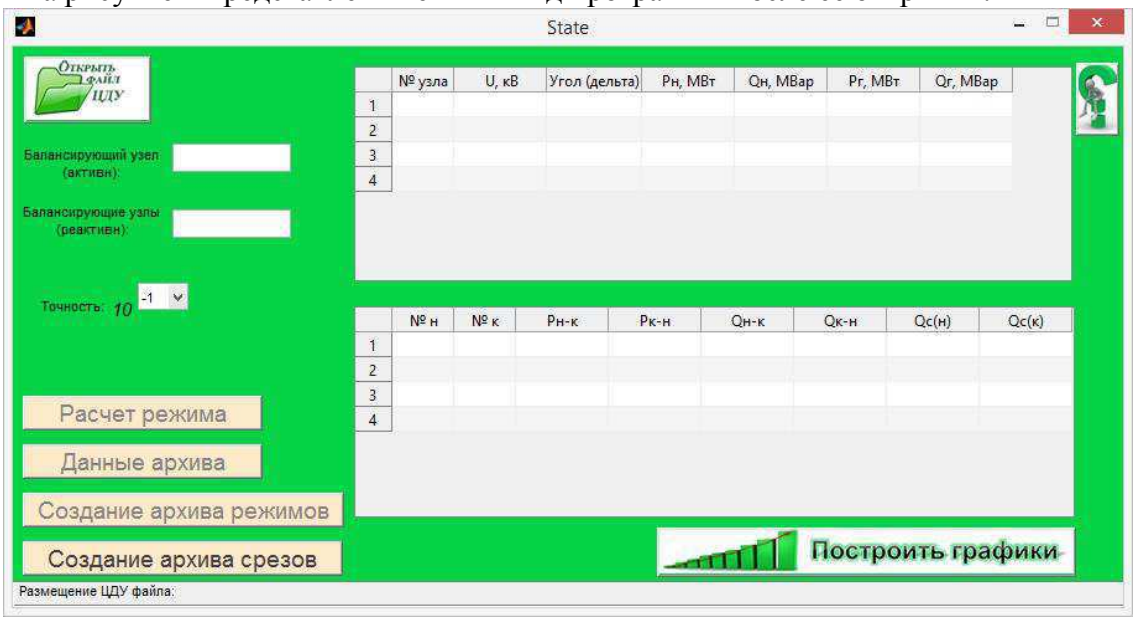


Рис.2. Скриншот программы

Работа в программе начинается с нажатия кнопки «Открыть файл ЦДУ», после чего на экране появляется проводник Windows , где выбирается файл с расширением *.dat (параметры схемы и режима). Далее вводятся номера балансирующих узлов по активной и реактивной мощности, причем по реактивной составляющей их может быть несколько (ввод осуществляется через запятую) и выбирается точность итерационного вычисления. При нажатии кнопки «Расчет режима» выполняется расчет установившегося режима методом Ньютона. По окончанию расчета на экран выходит сообщение о произведенных действиях как показано на рисунке 3.

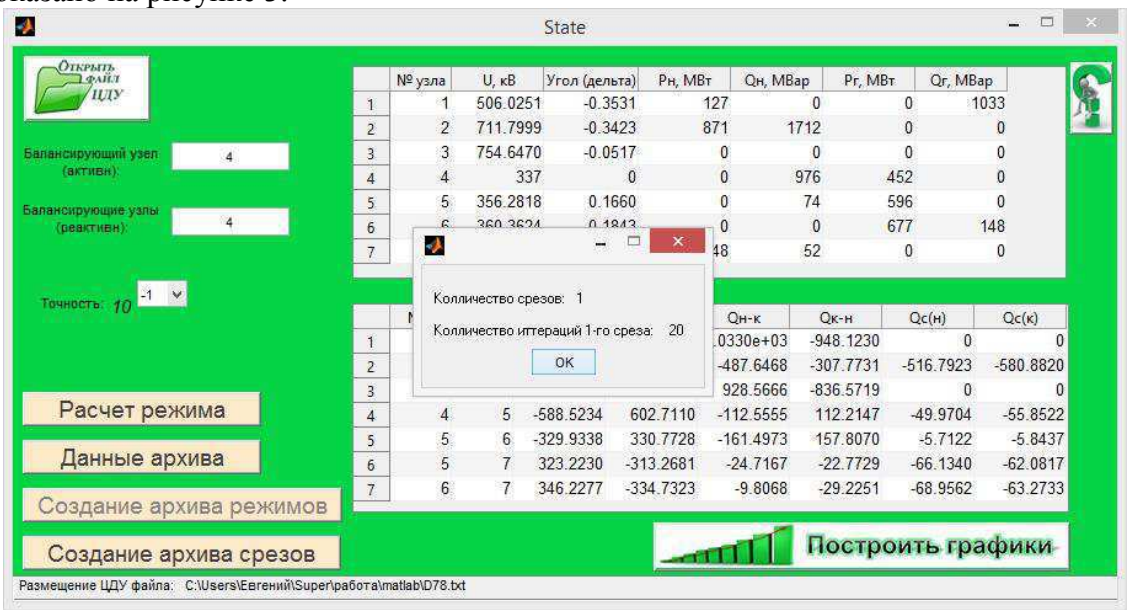


Рис.3. Вид программы при расчете режима.

Основной функцией программы является создание архивов данных, приближенных к фактическим архивам. При нажатии кнопки «Данные архива» появляется новое окно (рис.4). Создание архивов может быть выполнено на основе типовых суточных графиков нагрузки или на основе графика нагрузки любой конфигурации. На рис. 4 показаны три типовых графика: сводный график для города населением 20-250 тыс. жителей; график нагрузок промышленного потребителя при двухсменной работе; график нагрузок промышленного потребителя при трехсменной работе [3].

В появившемся окне необходимо выбрать один из трех графиков, ввести номер узла, в котором будет изменяться нагрузка и нажать кнопку «Ок». Для использования индивидуального графика нагрузки надо отметить пустой прямоугольник, занести туда коэффициенты и нажать кнопку «Ок» для возврата на главную страницу программы.

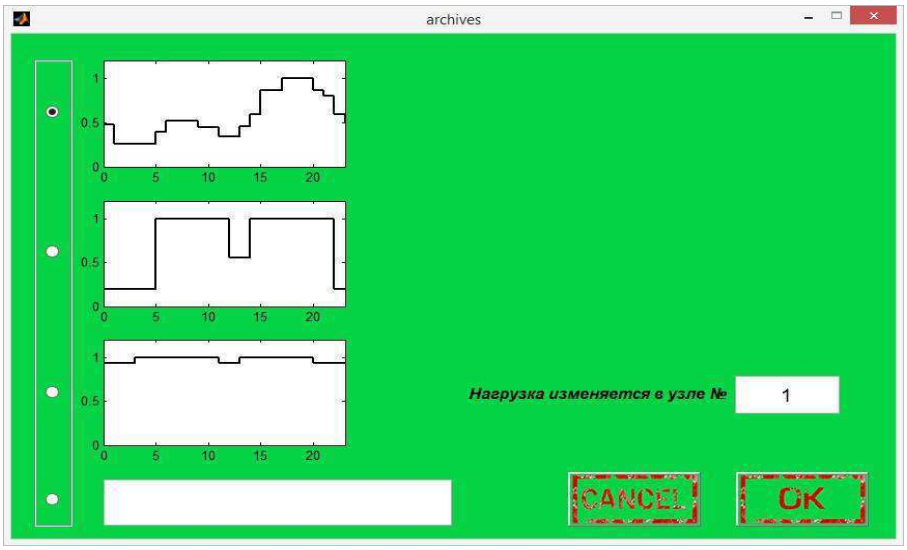


Рис.4. Скриншот программы. Выбор графика нагрузки.

При нажатии кнопки «Создание архива режимов» (рис.3) сформируется база данных установившихся режимов. Их количество зависит от графика нагрузки. Например, при выборе суточного графика нагрузки, в базу данных запишется 24 новых режима. Просмотр параметров режимов осуществляется в табличном или в графическом виде. При нажатии кнопки «Построить графики» появляется окно (рис.5), где выбираются интересующие параметры режима, номер режима, номер среза и после команды «начертить» строятся графические зависимости.

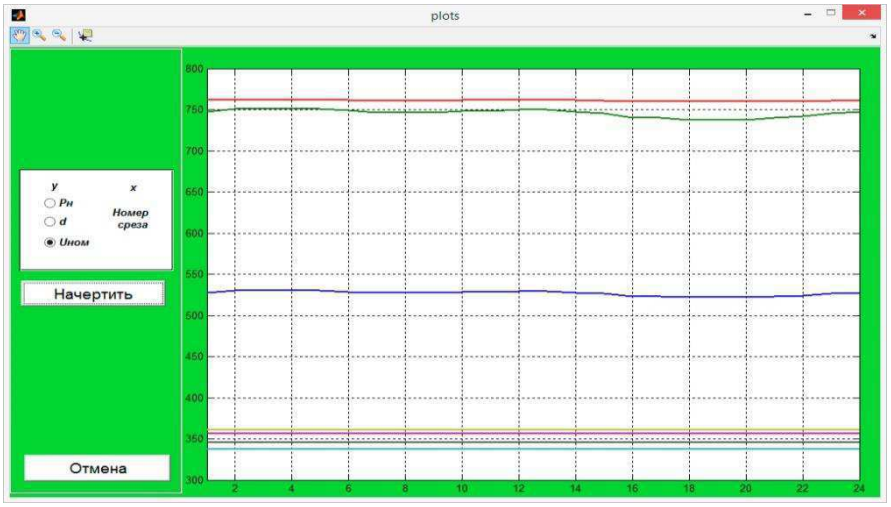


Рис.5. Окно построения графиков.

Для создания базы данных эталонов срезов измерений служит кнопка «Создание архивов срезов». В появившемся окне (рис.6) надо нажать кнопку «Открыть файл INF» и выбрать файл из каталога, который содержит информацию о структуре среза измерений для данной схемы.

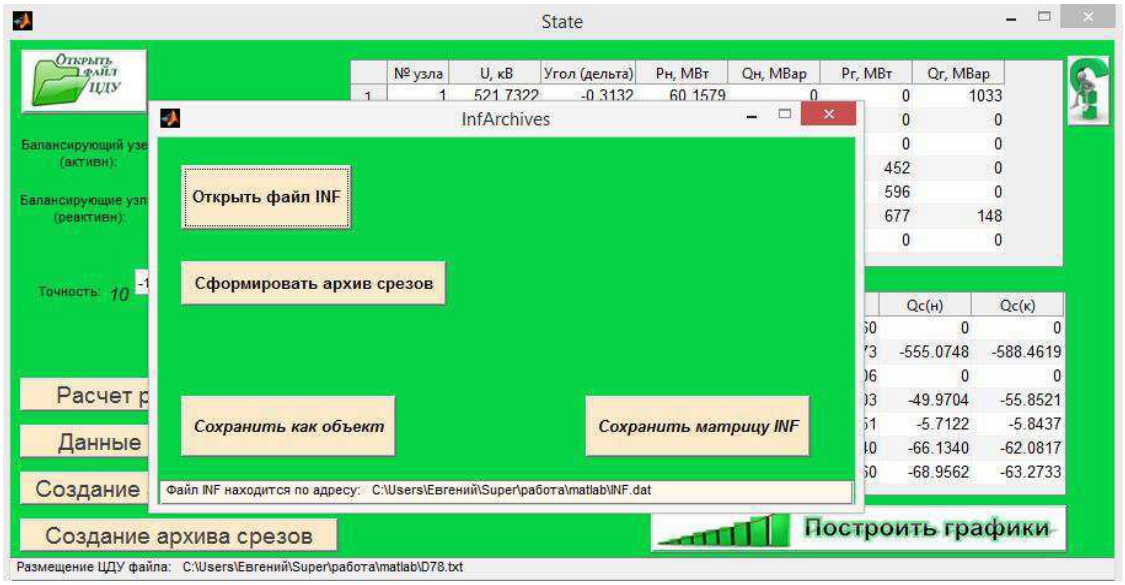


Рис.6. Вид окна формирования срезов.

При нажатии кнопки «Сформировать архив срезов» генерируется база эталонных срезов, которые в дальнейшем зашумляются. Сформированный архив сохраняется как объект или как матрица в формате *.mat для использования в среде MATLAB.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный исследовательский программно-вычислительный комплекс позволяет сымитировать приближенное к действительности функционирование ЭЭС. Приближение к реальности достигается использованием типовых или фактических графиков нагрузки при вычислении установившихся режимов. Результаты работы программно-вычислительного комплекса (срезы измерений) могут быть использованы для проверки разрабатываемых методов и алгоритмов задач диспетчерского управления, например, для проверки работоспособности алгоритмов обнаружения несанкционированного проникновения в систему сбора данных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 220 с.
2. A.G. Phadke. Synchronized Phasor Measurements. AHistorical Overview // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference, 2002, vol. 1, pp. 476-479.
3. Н. А. Мельников. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1969. 456 с.

А.М.Глазунова к.т.н., старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ

Ю.П.Загайнова, А.П. Шубенкина
Энергетический институт ТПУ

Известно, что пропускная способность электрических сетей ограничивается условиями устойчивости. Особенно остро проблема сохранения устойчивости стоит при

вводе новых генерирующих мощностей, а также при резервировании системообразующих линий 220 *кВ* линиями более высокого класса напряжения.

Данную проблему можно решить, в том числе за счет применения управляемых устройств продольной компенсации (УУПК) и фазоповортных устройств (ФПУ), которые позволяют в режиме реального времени изменять параметры линии электропередачи (ЛЭП) и, как следствие, их пропускную способность, а также перераспределять потоки мощности между линиями разных классов напряжений.

Предельную передаваемую по ЛЭП активная мощность без учета потерь, можно определить по формуле [1]:

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\text{л}}} sin\delta, \quad (1)$$

где U_1иU_2– напряжение в начале и в конце линии;
$X_{\text{л}}$ – индуктивное сопротивление линии;
δ – угол между векторамиU_1иU_2.

Предельная передаваемая мощность может быть увеличена за счет снижения сопротивления линии путем введения в рассечку линии УУПК с емкостным сопротивлением X_C.

УУПК широко применяются в странах, где источники энергии удалены от потребителей. В России их планируется применить на ВЛ 220 *кВ* Ухта – Микунь, ВЛ 500 *кВ* Саяно-Шушенская ГЭС(СШГЭС) – ПС Новокузнецкая [2].

Каждая фаза УУПК состоит из последовательно включенных модулей, представляющих собой параллельное соединение батареи конденсаторов, и встречно включенных тиристоров с токоограничивающими реакторами, искрового разрядника, системы защиты, демпфирующей цепи и байпасного выключателя. Переключение индуктивного на емкостное сопротивление, и наоборот, может быть использовано для управления потоком мощности и для демпфирования колебаний мощности.

Ключевым компонентом устройства является микропроцессорный контроллер, непрерывно отслеживающий текущее состояние электрической сети и оценивающий потребность в подключении или отключении конденсаторных ступеней [3].

Количество параллельных ветвей и последовательно соединенных конденсаторов в каждой из них зависит от параметров используемых конденсаторов. Как показывает практика сооружения УУПК, количество параллельных ветвей в фазе может составлять 10-20 штук на каждую цепь линии, а количество последовательно соединенных конденсаторов – 80-140 штук в зависимости от степени компенсации, передаваемой мощности и длины линии. Общее количество конденсаторов для УУПК двухцепной передачи 500 *кВ* достигает 8-10 тыс. штук [4].

Конденсаторы следует изолировать от земли и обеспечить междуфазную изоляцию. Оборудование конденсаторной установки монтируется на стальной платформе, опирающейся на колонки изоляторов, и крепится оттяжками гирлянд изоляторов, рассчитанных в соответствии с напряжением системы [3].

Одним из недостатков УУПК является повышение напряжения на выводах конденсаторной батареи, входящей в ее состав, из-за генерации избыточной реактивной мощности конденсаторными батареями УУПК, которая не компенсируется потерями в индуктивном сопротивлении линии, поэтому на выводы конденсаторных батарей обычно включают шунтирующие реакторы (управляемые или неуправляемые).

В настоящее время выдача максимальной мощности СШГЭС ограничена. Установленная мощность станции составляет 6400 *МВт*, но часть этой мощности оказалась «запертой» в силу сетевых ограничений, связанных с малой пропускной способностью ВЛ СШГЭС – ПС Новокузнецкая и СШГЭС – ПС Означенное.

Основной целью установки УУПК на ВЛ 500 *кВ*, связывающей СШГЭС и ПС Новокузнецкая, является снятие ограничений на выдачу мощности СШГЭС после ее полного

восстановления. Выбор данной электропередачи обусловлен тем, что именно через линию СШГЭС – ПС Новокузнецкая осуществляется основной межсистемный транзит в Кузбасскую ЭС.

На примере двух линий 500 *кВ* СШГЭС – ПС Новокузнецкая, выполненных проводом 3хАС–330/40, покажем, что при введении в рассечку УУПК с определенной степенью компенсации можно повысить её пропускную способность, если в настоящее время передаваемая мощность составляет 1540$МВт$.

На рисунке 1 представлена схема включения УУПК в рассечку рассматриваемой линии. Двухцепная схема УУПК состоит из двух одинаковых параллельных цепей, каждая из которых делится на две равные, последовательно соединенные части.

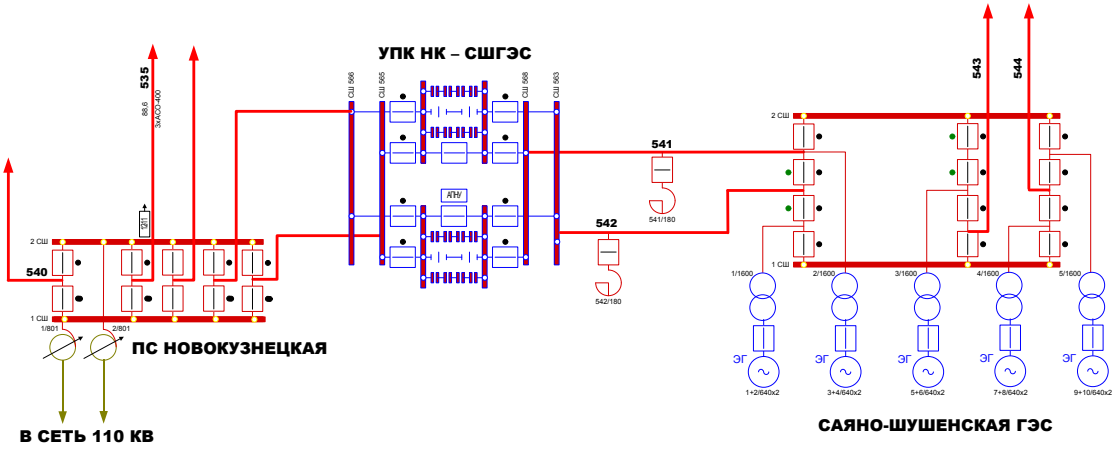


Рис.1. Схема включения УУПК в рассечку электропередачи 500 *кВ* СШГЭС – ПС Новокузнецкая

Расчет представлен для двух типов конденсаторов: 1) конденсаторного завода «Электроинтер» (Россия: г.Серпухов), с единичными параметрами: $Q_{\text{кном}} = 240$ квар, $U_{\text{ном}} = 2{,}1$ кВ; 2) компании «General Electric» (США: Фэрфилд, штат Коннектикут) с единичными параметрами: $Q_{\text{кном}} = 422{,}2$квар, $U_{\text{ном}} = 8{,}444$ кВ;

Исходные данные для расчета:

1. Номинальное напряжение электропередачи: $U_{\text{ном}} = 500$ кВ
2. Погонные параметры двухцепной электропередачи: $r_0 = 0{,}015$ Ом/км, $x_0 = 0{,}154$ Ом/км, $b_0 = 7{,}604 \cdot 10^{-6}$См/км;
3. Длина линии: $l = 450$ км;
4. Степень компенсации: $k_k = 0{,}3$[3];
5. Мощность нагрузки на ПС Новокузнецкая: $S_2 = 586{,}5 + j451{,}9$ МВА, $cos\varphi = 0{,}95$.

Алгоритм расчета:

1. Определим волновое сопротивление линии: $Z_d\sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = 146{,}168$, Ом
2. Вычислим коэффициент фазы: $\alpha_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0} = 1{,}054 \cdot 10^{-3}$, рад/км
3. Волновая длина электропередачи: $\lambda = \alpha_0 \cdot l = 0{,}474$
4. Предел пропускной способности некомпенсированной линии: $P_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{Z_d \cdot sin\lambda} = 3746$, Мвт
5. Сопротивление устройства компенсации, необходимое для обеспечения заданной степени компенсации: $x_{\text{комп}} = k_k \cdot x_0 \cdot l = 20{,}79$, Ом
6. Предельная загрузка компенсированной линии. Так как УУПК находится в середине электропередачи, то коэффициент четырехполюсника:

A1=D1=A2=D2=$cos\frac{\lambda}{2}$=0,972;

B1=B2=$i \cdot Z_d sin\frac{\lambda}{2}$=i34,326;

C1=C2=$i \cdot \frac{l \cdot sin\frac{\lambda}{2}}{Z_d}$=*i8,033·10*-.4

При представлении всех элементов электропередачи четырехполюсниками коэффициенты эквивалентного четырехполюсника:

$$\begin{pmatrix} A_э & B_э \\ C_э & D_э \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0{,}972 & i34{,}326 \\ 1{,}607i \cdot 10^{-3} & 0{,}972 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -20{,}79i \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0{,}972 & i34{,}326 \\ 1{,}607i \cdot 10^{-3} & 0{,}972 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0{,}922 & 47{,}089i \\ 3{,}177i \cdot 10^{-3} & 0{,}922 \end{pmatrix}$$

Предельная мощность передачи после компенсации: $P_{\text{пред}} = \frac{U_н^2}{B_э} = \frac{500^2}{47{,}089} = 5309$ Мвт.

6. Максимальный компенсированной линии: $I = \frac{P_{\text{пред}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot cos\varphi} = 6453$ А

7. Число конденсаторов разных компаний-производителей, необходимое для осуществления заданной степени компенсации:

Конденсаторный завод «Электроинтер»

Сопротивление одного конденсатора: $x_{\text{кном}} = \frac{U_{\text{кном}}^2}{Q_{\text{кном}}} = 18{,}375, \text{Ом}$

Номинальный ток одного конденсатора: $I_{\text{кном}} = \frac{Q_{\text{кном}}}{U_{\text{кном}}} = 114{,}286, \text{А}$

Количество параллельных цепей: $m = \frac{I}{I_{\text{кном}}} = 57$

Количество последовательно включенных конденсаторов:$n = \frac{x_{\text{комп}} \cdot m}{x_{\text{кном}}} = 65, \text{шт}$

Общее число конденсаторов: $N = 3 \cdot m \cdot n = 11110, \text{шт}$

Мощность УУПК с учетом числа конденсаторов и номинальной мощности единичного конденсатора: $Q_{\text{упк}} = 3 \cdot m \cdot n \cdot Q_{\text{кном}} = 2668, \text{Мвар}$

Компания «General Electric»

Сопротивление одного конденсатора: $x_{\text{кном}} = \frac{U_{\text{кном}}^2}{Q_{\text{кном}}} = 168{,}88, \text{Ом}$

Номинальный ток одного конденсатора: $I_{\text{кном}} = \frac{Q_{\text{кном}}}{U_{\text{кном}}} = 50, \text{А}$

Количество параллельных цепей: $m = \frac{I}{I_{\text{кном}}} = 130, \text{шт}$

Количество последовательно включенных конденсаторов:$n = \frac{x_{\text{комп}} \cdot m}{x_{\text{кном}}} = 17, \text{шт}$

Общее число конденсаторов: $N = 3 \cdot m \cdot n = 6630, \text{шт}$

Мощность УУПК: $Q_{\text{упк}} = 3 \cdot m \cdot n \cdot Q_{\text{кном}} = 2799, \text{Мвар}.$

По результатам расчета двухцепная УУПК с компенсацией 30% реактивного сопротивления ВЛ со следующими параметрами: сопротивление УУПК – 20,79 Ом; число конденсаторов – 11110 шт, мощность УУПК –2668 Мвар (Конденсаторный завод «Электроинтер»); число конденсаторов – 6630 шт, мощность УУПК –2799 Мвар– (Компания «General Electric») увеличит предельную передаваемую мощность с 3746 до 5309 МВт.

Применение ФПУ для перераспределения потоков мощности покажем на примере Томской ЭС.

Электроснабжение потребителей в Томской ЭС обеспечивается от двухцепной, многоподстанционной ВЛ 220 *кВ* Нижневартовская ГРЭС (Тюменская ЭС) – ПС Советско-Соснинская – ПС Чапаевка – ПС Раскино – ПС Вертикос – ПС Парабель – ПС Чажемто – ПС Володино – ПС Томская протяженностью 800 *км*.

Одним из путей повышения пропускной способности является усиление электросетевой части введением в эксплуатацию до 2016 г. одноцепной ВЛ 500 кВ ПС Советско-Соснинская – ПС Парабель – ПС Томская по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» [5].

На практике это будет соответствовать случаю, когда к сети более низкого класса напряжения при развитии подключена ВЛ более высокого класса напряжения.Согласно результатам расчета, приведенным в таблице 1, при естественном распределении потоков

мощности по ВЛ 220 и 500 *кВ* желаемого эффекта увеличения пропускной способности не будет наблюдаться: ВЛ 500 *кВ* будет недогружена, а ВЛ 220 *кВ* Нижневартовская ГРЭС – ПС Советско-Соснинская будет работать практически на пределе пропускной способности, что приведет к суммарному росту потерь мощности и энергии в ЭС.

Таблица 1. Сведения о потоках мощности по ВЛ при естественном распределении потоков

Наименование ВЛ	Напряжение ВЛ, *кВ*	Потоки мощности по ВЛ	
		P, *МВт*	Q, *Мвар*
Советско-Соснинская – Чапаевка	220	98	14
Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская (поток мощности по двум цепям)	220	230	128
Советско-Соснинская – Парабель	500	50	136

Выходом из сложившейся ситуации может быть применение принудительного перераспределения потоков мощности между ВЛ 220 и 500 *кВ,* если установить на ПС Советско-Соснинская ФПУ.

Основные технические характеристики ФПУ представлены в таблице 2. Согласно рисунку 2 ФПУ состоит из двух трансформаторов: регулируемого Т1 и сериесного Т2, создающего вектор дополнительного напряжения в ВЛ, перпендикулярно направленный к вектору напряжения в начале ВЛ и формирующего фазовый сдвиг по отношению к основному напряжению на некоторый регулируемый угол.

Изменяя напряжение на сериесной обмотке с помощью регулируемого трансформатора, можно осуществлять поворот вектора суммарного напряжения в начале ВЛ и, следовательно, управлять фазовым углом напряжения в начале и в конце ВЛ, изменяя поток мощности, передаваемой по ней [6].

Таблица 2.Технические характеристики ФПУ

Параметр	Значение параметра
Номинальная мощность, МВА	226
Допустимый ток в ВЛ, А	787
Регулирование фазового сдвига (угла) напряжения: диапазон, град. эл.	±40
Число ступеней	±15
Шаг ступени, град. эл.	2,67
Время изменения фазового сдвига (угла), с (не более)	0,02

При существовании параллельных ВЛ управление величиной фазового угла позволяет контролировать распределение потока мощности между ними.

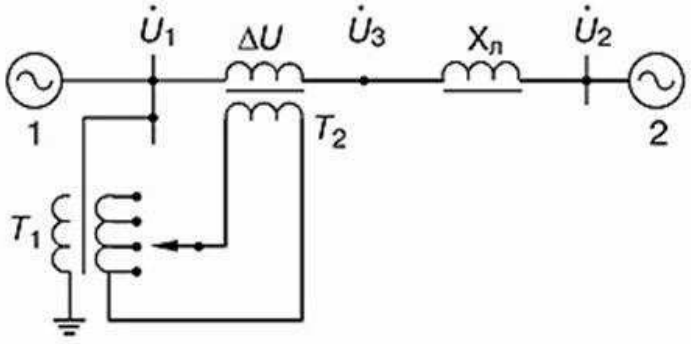


Рис.2. Принципиальная схема ФПУ

Расчет режима с установленным на ПС Советско-Соснинская ФПУ, проводился с помощью программного комплекса (ПК) RastrKZ. Согласно рисунку 3 ФПУ моделировалось посредством задания в соответствующих ветвях комплексного коэффициента трансформации: $K_{T/r}$, $K_{T/i}$, который определяется по формуле:

$K_T=K_{T/r}$,+j$K_{T/i}$= K_T(cos$\delta_{ФПУ}$+jsin$\delta_{ФПУ}$),

где $\delta_{ФПУ}$ – угол сдвига между векторами напряжения, град. эл.

Ветви/Несим/МД

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r
37	☐		ЛЭП	21	22	1	Раскино - Чапаевка	10,38	38,28		-229,0		
38	☐		ЛЭП	21	22	2	Раскино - Чапаевка	10,38	38,28		-229,0		
39	☐		Тр-р	22	23	1	Чапаевка - Сов.-соснинс...	14,16	52,20		-312,0	0,407	0,913
40	☐		Тр-р	22	23	2	Чапаевка - Сов.-соснинс...	14,16	52,20		-312,0	0,407	0,913
41	☐		ЛЭП	23	24	1	Сов.-соснинская - Н.Вар...	3,92	14,44		-86,0		
42	☐		ЛЭП	23	24	2	Сов.-соснинская - Н.Вар...	3,92	14,44		-86,0		

Рис. 3. Моделирование ФПУ в ПК RastrKZ

На первом шаге расчета сопротивление соответствующей трансформаторной ветви ФПУ было принято равным нулю, что соответствовало комплексному коэффициенту трансформации, равному 0.99±j0.046. Далее посредством изменения комплексного коэффициента трансформации было выявлено оптимальное перераспределение потоков мощности, приведенные в таблице 3.

Таблица 3. Перераспределение потоков мощности при включении ФПУ на ПС Советско-Соснинская

$\delta_{ФПУ}$, град. эл.	Суммарные потери мощности, МВА	Поток мощности по линии, МВА		
		Советско-Соснинская – Чапаевка (220кВ)	Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская 220кВ (переток по двум цепям)	Советско-Соснинская – Парабель (500кВ)
0	54,1+j635	98-j14	230-j128	-50+j136
+10,68	54+j635	16+j14	188-j106	-92+j141

На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что оптимальный угол включения $\delta_{ФПУ}$≈11°. При данном угле включения ВЛ 220 *кВ* будут разгружены, а ВЛ 500 *кВ* более загружена при том же значении суммарных потерь мощности, что и при отсутствии ФПУ.

Таким образом, установка в рассечку линии УУПК с 30% степенью компенсации повысит пропускную способность ВЛ СШГЭС – ПС Новокузнецкая, осуществляющей основной межсистемный транзит в Кузбасскую ЭС.

Рассчитанный угол включения ФПУ позволитоптимальноперераспределять потоки мощности между линиями разного класса напряжения в Томской ЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / под ред. Л.А. Жукова – М., Энергия, 1979. – 456 с, ил.

2. «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС») [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru, свободный;

3. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменнго тока с энергосистемах – М.: Торус пресс, 2011. – 311 с.;

4. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения учебник для вузов/ – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.;

5. О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Томской области на период 2013-2017 г.г. [официальный сайт Администрации Томской области]. URL: docs.pravo.ru/document/view/26481664/26384921 (дата обращения 17.08.2013).

6. Стельмаков В.Н. Фазоповоротные устройства с тиристорным управлением // Электричество.-2010.-№8.-С. 20-23.

Научный руководитель: Н.Л.Бацева, кандидат технических наук, доцент кафедры электрических сетей и электротехники, Энергетического института ТПУ.

КОНСТРУКТОР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ SIEMENS 3APIDT-145kV

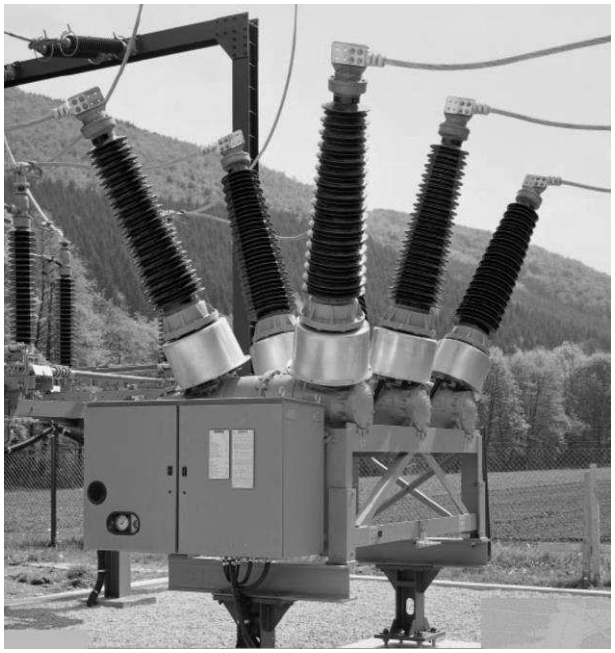
О.С.Возисова, А.В.Трембач, Д.А.Фирсова
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина.
Уральский энергетический институт.
Автоматизированные электрические системы.

В настоящее время обучение будущих специалистов электроэнергетической отрасли не в полной мере отвечает современным требованиям и отличается значительными финансовыми и временными затратами. Доступ к реальным объектам и оборудованию энергосистемы имеет круг людей, ограниченный персоналом предприятия, обслуживающего энергообъект. Основное же обучение методам проектирования, монтажа и эксплуатации выполняется по технологии плоских чертежей на бумажном или электронном носителе. При таких условиях отсутствует возможность донесения знаний о внешнем виде и устройстве оборудования, принципах его действия, назначения, оперативного управления, проблемах монтажа, правилах сборки и технической эксплуатации.

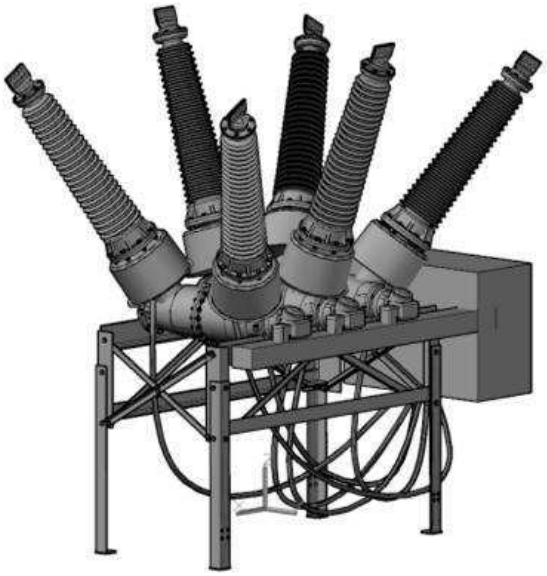
С сентября 2013 г. кафедра АЭС УралЭНИН УрФУ (г.Екатеринбург) реализует долгосрочный проект «Конструктор электроэнергетических систем». Одной из последних работ стало создание уменьшенной модели выключателя Siemens 3AP1DT-145. Данная модель представляет собой конструктор выключателя выполненного в масштабе 1/35 (Рисунок 1).

Конструктор выключателя выполняется на основе методов и технологий масштабного моделирования с применением новейших промышленных систем объёмного проектирования, 3D принтеров, обрабатывающих станков с числовым программным управлением и микропроцессорной техники. Такой подход к производственному процессу позволяет производить уменьшенные копии (масштабные модели) силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем и обеспечить их высокую внешнюю точность и идентичность (копийность). Очевидным преимуществом масштабного моделирования является обеспечение наглядности изучаемого или управляемого объекта (Рисунок 1).

Малые размеры оборудования, собираемого из такого конструктора позволяют эффективно решить задачи обучения студентов и персонала на предприятии, проектирования и инжиниринга, и что немаловажно, сделать обучение увлекательным, познавательным, интересным, интерактивным, дистанционным и самостоятельным. Также подобная постановка образовательного процесса позволяет вести дошкольную и довузовскую подготовку будущих специалистов электроэнергетической отрасли, что в дальнейшем, существенно повышает интеллектуальные способности будущих инженеров и конструкторов. Очевидно, что такое оборудование, не находящееся под опасным напряжением, совершенно безопасно для учащегося и преподавателя, т.к. отсутствует риск поражения электрическим током.



а)



б)

Рис.1.Выключатель Siemens 3AP1DT-145кВа) Фото выключателя с инструкции завода-изготовителяб) 3DCAD-модель прототипа

Технология производства

В ходе научно-технических разработок коллективом кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ определено несколько производственных и технологических этапов, позволяющих организовать серийное производство масштабных моделей оборудования.

Среди технологических и производственных этапов можно выделить основные:

1. проектирование в программном комплексе;
2. формирование матрицы спроектированного оборудования;
3. изготовление пресс-форм для серийного производства;
4. серийное производство конструктора;
5. финальная сборка изделия.

Для проектирования на ранних стадиях используются компьютеры с программными комплексами, которые позволяют выполнять объемные чертежи. Для производства матриц-позитивов используются экструдеры (термопластавтоматы), позволяющие осуществлять литье различных материалов, как под атмосферным давлением, так и в условиях высокого и низкого вакуума.

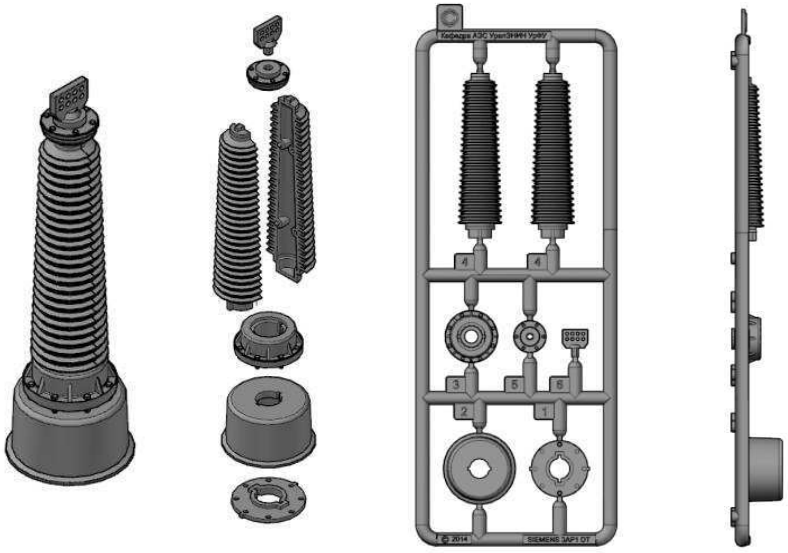
Создание выключателя

Базовый конструктор модели выключателя Siemens 3AP1DT-145kV в масштабе 1/35 выполнил студент 5-го курса, Трембач А.В. Технические и инжиниринговые консультации обеспечил доцент кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ Егоров А.О. [1]. На создание конструктора выключателя в CAD-программном комплексе потрачено 3 месяца рабочего времени. Конструктор выключателя Siemens 3AP1DT-145 kV состоит из 151 детали.

В них входит:

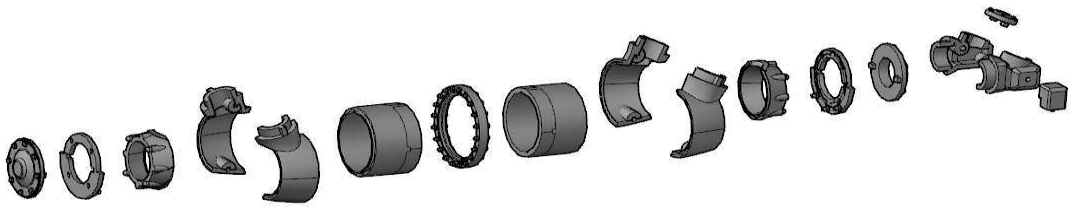
1. Ввода выключателя 7×6 деталей для шести отдельных вводов (Рисунок 2, 4);
2. Камеры дугогашения 18×3 деталей на каждую из трех фаз (Рисунок 3);
3. Шкаф управления, состоящий из 16 деталей (Рисунок 3в);
4. Металлоконструкция основания выключателя, содержит 34 детали;
5. Поворотный механизм дугогасительных камер 2 детали;
6. Элементы крепления поворотного механизма к основанию 3 детали.

Особенностью данной модели выключателя является, то что все ввода абсолютно идентичны т.е. универсальны и подходят к любому разъему дугогасительной камеры. Таким же образом выполнены и дугогасительные камеры для каждой из фаз, они одинаковы и универсальны. (Рисунок 5)

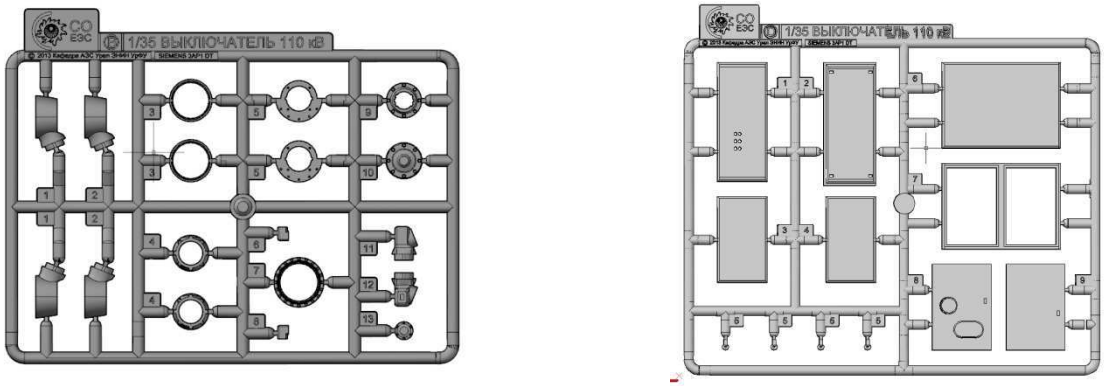


а) б) в) г)

Рис.2. CAD- конструктор ввода выключателя:а) Собранный ввод; б) Разобранный на детали ввод;в,г) Литник с деталями ввода



а)



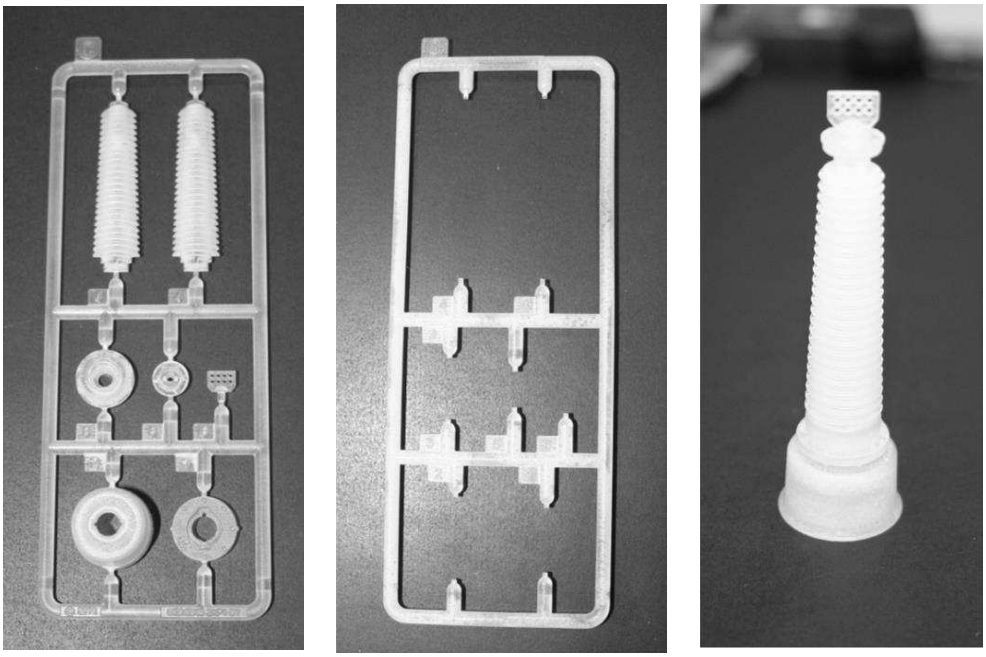
б) в)

Рис.3. CAD- конструктор дугогасительной камеры выключателя:

а) Разобранная на детали дугогасительная камера;

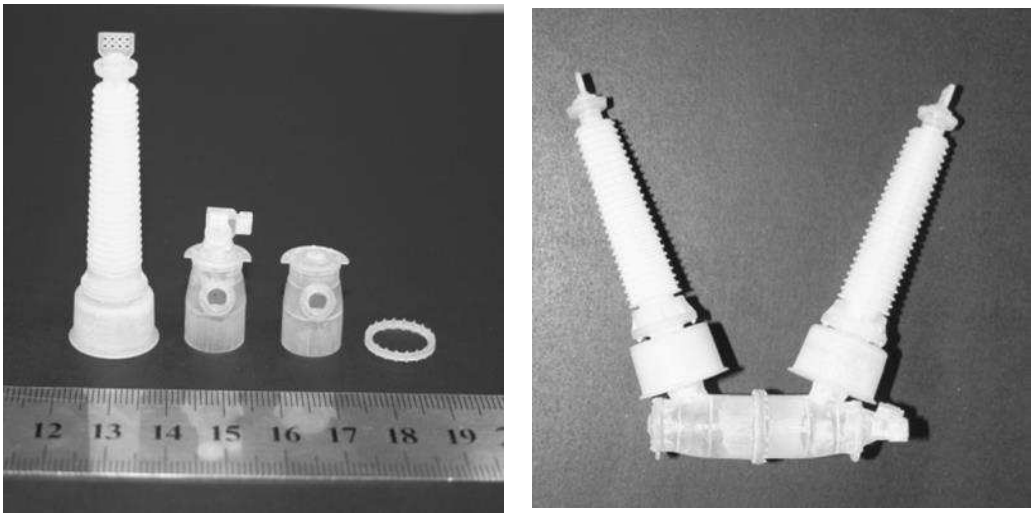
б) Литник с деталями дугогасительной камеры;

в) Литник шкафа привода и вторичных соединений выключателя



а) б) в)

Рис.4. Ввода выключателя, напечатанные на 3D принтере:
а) Литник с деталями ввода выключателя
б) Детали ввода выключателя извлечены из литника
в) Ввод выключателя собран



а) б)

Рис.5. Собранные в масштабе 1/35:
а) Ввод с элементами дугогасительной камеры
б) Собранный полюс выключателя

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Конструктор масштабных моделей силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем создается для образовательных и инжиниринговых целей. Конструктор выключателя Siemens 3AP1DT-145, выполненный в масштабе 1/35 имеет габариты 106×76×116мм, тогда как оригинальная модель выключателя имеет габариты: 3858×2042×3905 мм. Уменьшенные модели оборудования электроэнергетических систем позволяют вести раннюю подготовку будущих специалистов, в области электроэнергетики, начиная с дошкольного и довузовского образования. Так же не мало важно и то, что при работе с таким оборудованием отсутствует риск поражения электрическим током. Серийное производство масштабных моделей силового оборудования позволит в перспективе вести

разработку новых технологий проектирования, разработку стойких к износу сплавов и специальных материалов, и создать новые технологии обучения. Низкая стоимость подобных изделий является их дополнительным преимуществом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вяткина М.В., Егоров А.О., Ерошенко С.А., Тавлинцев А.С., Тренина Е.М. Конструктор электроэнергетических систем. Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Сборник материалов всероссийской студенческой научно-практической конференции и выставки работ студентов, аспирантов и молодых учёных с международным участием. г.Екатеринбург, 17-20 декабря 2013 г. стр.59.

2. Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V.,Murashev D., Tavlintsev A.,Eroshenko S., Kuzin P. Electric power systems kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science, ICAEES 2014; Guangzhou; China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research, 1008-1009, pp 1166-1170

3. Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V., Murashev D., Tavlintsev A., Eroshenko S., Kuzin P. 220/110 kV 250 MVA autotransformer kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science,ICAEES 2014; Guangzhou;China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research,1008-1009, pp 1162-1165

Научныйруководитель: А.О.Егоров, к.т.н, доцент.

ПРИМЕНЕНИЕ КВАДРАТИЧНОЙ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ДЛЯ НАХОЖДЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Г.С. Шабалин, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин, В.А. Тащилин
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированные электрические системы»

Современный этап развития электроэнергетики характеризуется значительной степенью автоматизации[1,2]. Особенно значимыми являются вопросы противоаварийного управления. Другим магистральным направлением исследований в электроэнергетике является оптимизация управления энергосистемой, режимами ее работы. Для достижения этих целей применяются новые модели, новые математические подходы [2,3]. В этом контексте актуальным является вопрос определения достоверной области существования режима, а так же возможности оценки запаса по устойчивости [4-7]. Применение новых подходов должно с высокой степенью достоверности позволять делать выводы о статической устойчивости энергосистемы. Проработка данной проблематики является крайне важной, так как открывает новые возможности для оперативно-диспетчерского управления: определение актуального запаса по статической устойчивости позволит работать в более широком диапазоне допустимых режимов. Развитие тематики поиска расстояния до ближайшей границы области существования режима должно включать в себя разработку оптимального с точки зрения точности и быстродействия алгоритма [8]. Необходимо базироваться не на эмпирических подходах, а на аналитических методах, которые подтверждаются в ходе исследований.

Необходимость совершенствования методов анализа предельных режимов обуславливает актуальность представляемой тематики. В работе приводится анализ целевой функции в виде суммы квадратов невязок уравнений установившегося режима, применение которой позволяет решить эту проблему. Нахождение экстремумов рассматриваемой целевой функции предлагается осуществлять обобщенным методом Ньютона.

Как известно, установившийся режим работы двухузловой модели энергосистемы "PV-узел – шины бесконечной мощности (ШБМ)" может быть записан с использованием выражения 1:

$$U_г^2 \cdot y_{11} \cdot \cos\psi_{11} + U_c \cdot U_г \cdot y_{12} \cdot \cos(\psi_{12} - \delta) = -P_Т, \qquad (1)$$

где y_{11} – модуль собственной проводимости генераторного узла; y_{12}–модуль проводимости между генераторным узлом и системой; ψ_{11} - аргумент собственной проводимости; ψ_{12} - аргумент проводимости между генераторным узлом и системой; $U_г$ – напряжение генераторного узла, кВ; U_c – напряжение системы, кВ.

Используя выражение (1), можно получить целевую функцию Ф (2), представляющую собой квадрат невязки уравнения узловых напряжений.

$$\Phi = (U_г^2 \cdot y_{11} \cdot \cos\psi_{11} + U_c \cdot U_г \cdot y_{12} \cdot \cos(\psi_{12} - \delta) + P_Т)^2. \qquad (2)$$

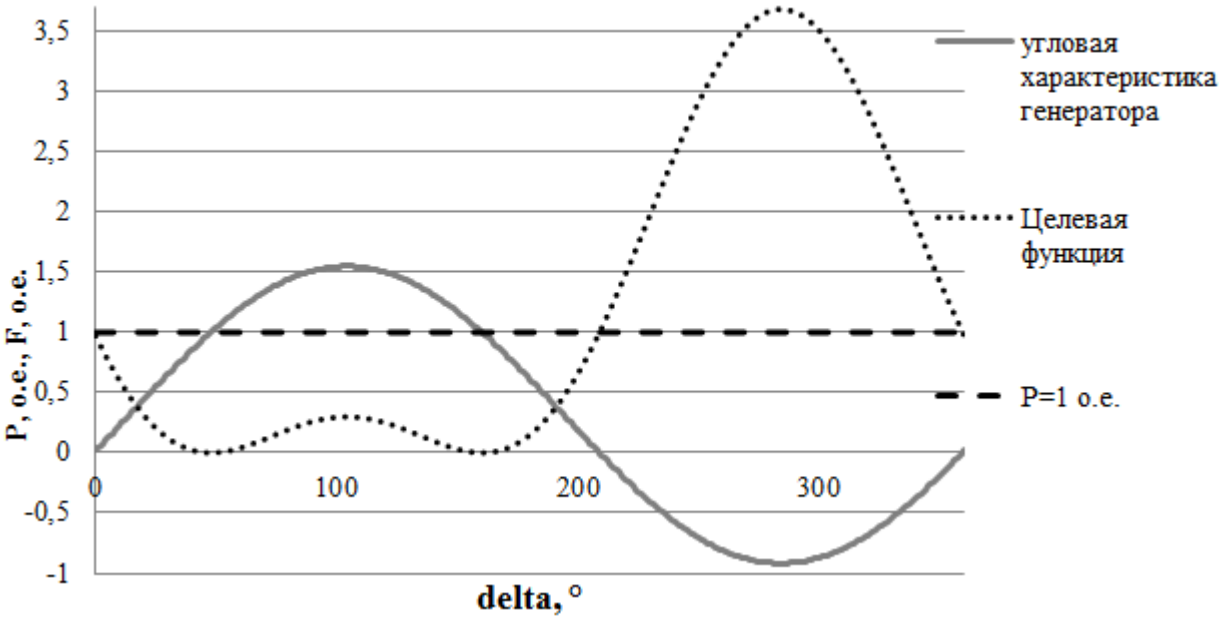


Рис.1. Угловая характеристика и целевая функция для системы PQ-узел – ШБМ

Как видно из графиков, представленных на рисунке 1, один из максимумов функции Ф соответствует пределу передаваемой мощности. Левый минимум соответствует точке установившегося режима, а правый – точке неустойчивого равновесия.

Если реализовать тот же самый подход к формированию целевой функции для модели "PQ-узел – ШБМ", то она будет выглядеть следующим образом:

$$\Phi = (U_г^2 \cdot y_{11} \cdot \cos\psi_{11} + U_c \cdot U_г \cdot y_{12} \cdot \cos(\psi_{12} - \delta) - P_Н)^2 +$$
$$+(U_г^2 \cdot y_{11} \cdot \sin\psi_{11} + U_c \cdot U_г \cdot y_{12} \cdot \sin(\psi_{12} - \delta) + Q_Н)^2. \qquad (3)$$

На рисунке 2 показаны линии равного уровня целевой функции F для схемы "PQ-узел – ШБМ", для фиксированного косинуса, равного 0,9. Эти изображения наглядно демонстрируют наличие экстремума целевой функции в точке, соответствующей пределу по передаваемой мощности.

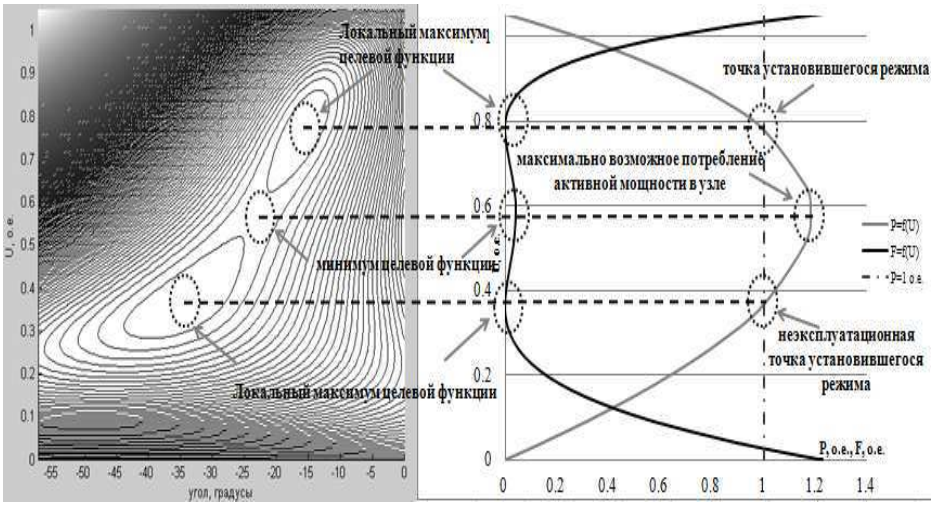


Рис.2 Соотношение проекции сечения целевой функции при cos φ=0,9 на плоскость U-F и изображения контура

Как хорошо видно из изображения, центральный экстремум (седловая точка) соответствует точке пределу передаваемой мощности, крайние экстремумы (локальные максимумы) соответствуют двум точкам существования режима.

На рисунке 3 представлены линии равного уровня целевой функции для системы "два PV-узла – ШБМ". Точка минимума с нулевым значением целевой функции соответствует точке установившегося режима. Еще четыре экстремума (локальных максимума) лежат на границе области существования режима, которая получена с помощью утяжеления в ПК Rastr. Экстремумы 1 и 3 являются локальными максимумами и соответствуют самым дальним точкам границы области существования режима. Экстремумы 2 и 4, представляющие собой седловые точки, соответствуют двум ближайшим с разных сторон точкам границы области существования режима. Наличие экстремума в точке с минимальным запасом по апериодической статической устойчивости говорит о правильности предлагаемой целевой функции. Однако характер интересующих нас экстремумов говорит о достаточно высокой сложности их определения. Для этого можно использовать обобщенный метод Ньютона. Его применение для задачи поиска кратчайшего расстояния до границы существования режима в [9] демонстрируется на простейшей модели энергосистемы. Также в [9] исследуются условия сходимости обобщенного метода Ньютона к нужному экстремуму.

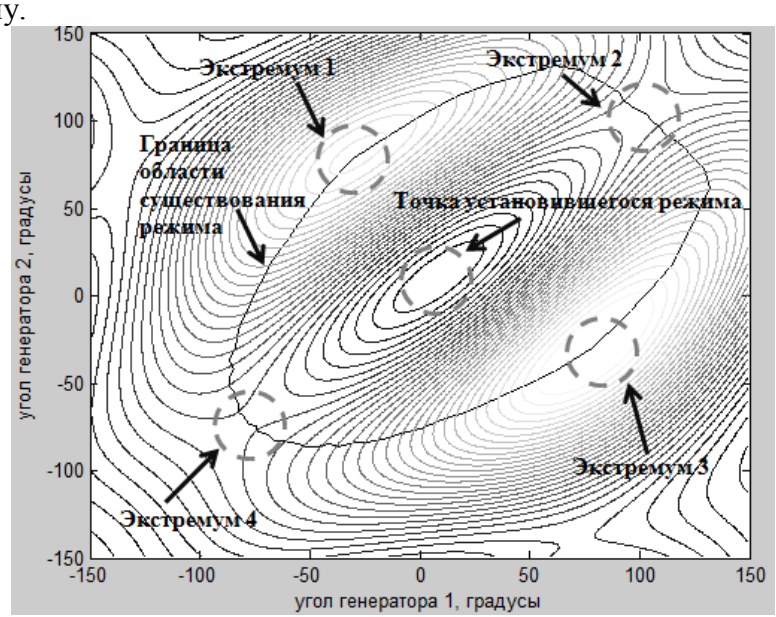


Рис.3. Вид целевой функции и области существования режима для системы 2PV-узла - ШБМ

ВЫВОДЫ

Комплексное изучение проблемы анализа области существования режима – важный вопрос для электроэнергетической отрасли.При ведении режима еще более актуальным является вопрос достоверного определения реальных коэффициентов запаса. Предложенная целевая функция позволяет получить в качестве одного из экстремумов ближайший предел, границу области существования режима. Для формирования целевой функции используются уравнения узловых напряжений, традиционно применяемые при решении режимных задач. Как известно, метод Ньютона дает хорошие результаты при нахождении экстремумов. Однако очевидно, что этот поиск будет сопряжен с проблемой выбора начального приближения. Данный вопрос является весьма обширным и значимым в рассматриваемой тематике, так как необходимо гарантированно оказываться в экстремуме, соответствующем ближайшей границе по апериодической статической устойчивости.

Дальнейшее развитие этой тематики в практическом ключе позволит применять в оперативно-диспетчерском управлении алгоритмы для выявления запасов устойчивости. При этом важно отслеживать правильную настройку регуляторов, обеспечивающую максимальное совпадение областей устойчивости и существования режима, так как рассматриваемый метод верен только при таком условии [10]. В перспективе предполагается использование для получения области устойчивости идентифицированной модели. Реализация и развитие предлагаемой идеи позволит в дальнейшем осуществлять оценку текущих запасов по устойчивости в темпе реального времени, что позволит эффективнее использовать пропускную способность сети.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. SidharthaPanda, NarendraKumarYegireddy. Automatic generation control of multi-area power system using multi-objective non-dominated sorting genetic algorithm-II // Electrical Power and Energy Systems - 2013 - № 53 - C..54–63.

2. В.Р. Вариводов, Ю.А. Коваленко Интеллектуальные электроэнергетические системы // Электричество - 2011 - № 9 - С. 4-9.

3. В.А. Баринов, Л.Г. Мамиконяц. Развитие математических моделей и методов для решения задач управления режимами работы и развития энергосистем // Электричество - 2005 - № 7 - С. 8-21.

4. В.А. Андреюк. Метод локализации собственных значений и критерий статической устойчивости энергосистемы // Электричество - 2006. - №4 -С. 2-4.

5. P. Kundur. Power System Stability and Control. - Power System Engineering Series - ed. E.P.R. Institute, 1994, 1176 p.

6. T. Jain, S.N. Singh, S.C. Srivastava. Assessment of oscillatory stability constrained available transfer capability // Electrical Power and Energy Systems - 2009 - №31 - C.192–200.

7. Bathiya Jayasekaraand Udaya D. Annakkage. Derivation of an Accurate Polynomial Representation of the Transient Stability Boundary // IEEE transactions on Power Systems - 2006 - Т. 21 - № 4 - С. 1856-1863.

8. Luis A. Ll. Zarate, Carlos A., Jose Luis Martinez Ramos. Fast computation of Voltage Stability Security Margins using Nonlinear Programming Techniques // IEEE Transactions on Power Systems - 2006 - Т 21 - № 1 - С.19-27.

9. Shabalin, G.S., Chusovitin, P.V., Pazderin, A.V., Tashchilin, V.A. Emergency control algorithm for maintaining power stability based on newton's method // WIT Transactions on Ecology and the Environment - 2014 –Т1 - №190 – С.327-334.

10. Г.С. Шабалин, А.В.Паздерин, В.А. Тащилин, П.В.Чусовитин. Анализ области существования режима с учетом колебательного нарушения устойчивости // Электроэнергетика глазами молодёжи: Труды международной научно-техническая конференции. - Новочеркасск, 2013 - С. 260 – 263.

Научный руководитель: А.В.Паздерин, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой АЭС, ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКНАГРУЗОК ПО НАПРЯЖЕНИЮ РЕГИОНАЛЬНОЙЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Е.А. Кротков, Д.А. Ежова, В.Е. Семин
Самарский государственный технический университет

При расчетах установившихся электрических режимов нагрузка потребителей моделируется функциональными зависимостями активной и реактивной мощности от напряжения P(U) и Q(U), получившими название статические характеристики нагрузки по напряжению (далее СХН).

Как правило, в практике расчетов используются обобщенные СХН [1], полученные экспериментальным путем до восьмидесятых годов XX века для узлов электрической сети с комплексной нагрузкой. В настоящее время, в связи с изменениями в структуре электропотребления (промышленные и коммунально-бытовые потребители электроэнергии), возникает необходимость в актуализации СХН по напряжению.

Объектом исследования являлись потребители электрической энергии энергорайона северо-западной части Пензенской энергосистемы с центром питания ПС 220 кВ Пачелма.

От ПС 220 кВ Пачелма получают электропитание потребители электрической энергии 8 районов северо-западной части Пензенской области, а именно Земетчинский, Вадинский, Спасский, Наровчатский, Нижнеломовский, Пачелмский, Башмаковский, Белинский и Каменский район. Основную долю в структуре электропотребления указанных районов занимает нагрузка предприятий сельскохозяйственного комплекса, промышленная и коммунально-бытовая нагрузка, которые носят переменный характер.

В результате проведения оперативных переключений был образован энергорайон состоящий из 33 энергообъектов – потребительских ПС 110 кВ и одного центра питания – шины 110 кВ ПС 220 кВ Пачелма.

Для регистрации данных измерительные цепи анализатора электрической сети С.А. 8334 были подключены к вторичным цепям трансформатора напряжения «ТН-1-110» и трансформаторов тока, установленных в яч.7 ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Пачелма.

Проведенный анализ зарегистрированных данных позволяет сделать вывод о корректности проведения активного эксперимента, базирующийся на следующих положениях:

1. Выявлено, что в течение контролируемого режима наблюдалось монотонное ступенчатое повышение напряжения с 09:56:00 по 10:20:00 и монотонное ступенчатое снижение напряжения с 10:21:00 по 10:40:00, глубокие колебания напряжения отсутствовали. Графики напряжения, активной и реактивной мощности представлены на рисунке 1. Зарегистрированный диапазон изменения напряжения с 09:56:00 по 10:40:00 составил 12,4 кВ (11,3% от номинального напряжения). Величина диапазона напряжения достаточна для последующей оценки СХН по напряжению.

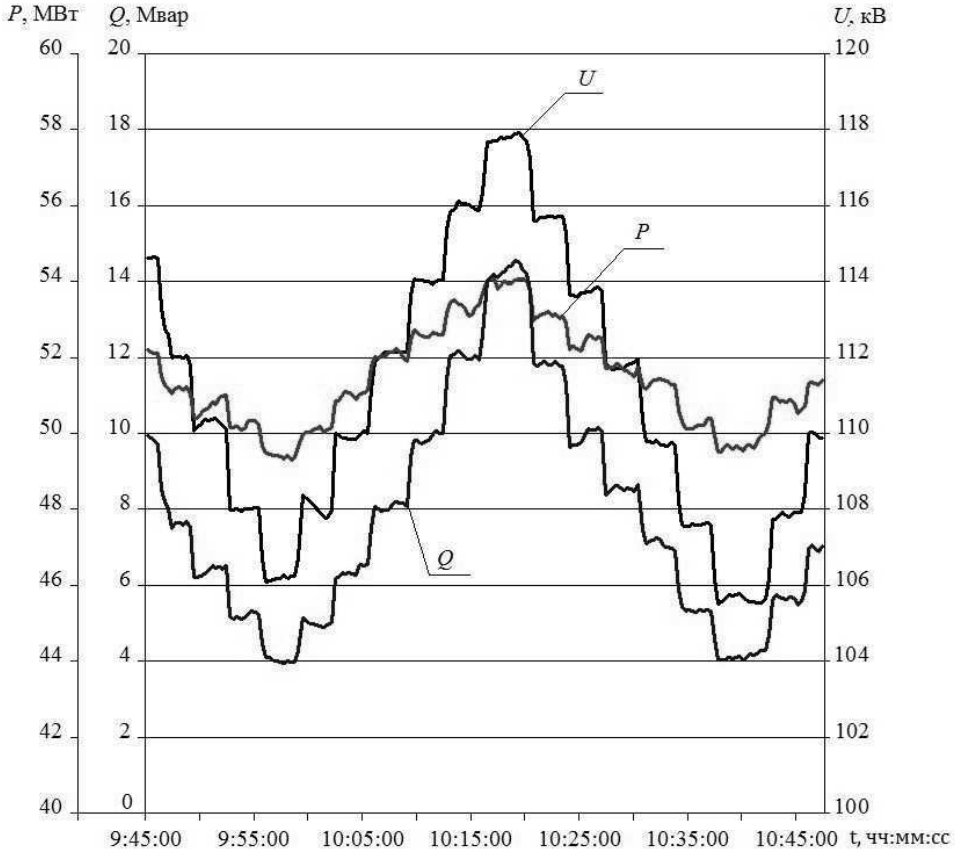


Рис. 1. Графики напряжения, активной и реактивной мощности, зарегистрированные на выводах 110 кВ АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма при проведении активного эксперимента анализатором электрической сети С.А. 8334

2. Выявлена прямая зависимость монотонного ступенчатого повышения/снижения потребления активной P(t) и реактивной Q(t) мощностиот повышения/снижения напряжения соответственно. Анализ зарегистрированных данных показал, что зависимости величины электрической нагрузки от напряжения могут быть допущены для последующей оценки СХН по напряжению.

Результаты расчетов СХН P(U) и Q(U) для энергообъектов северо-западного района Пензенской энергосистемы получены в виде коэффициентов полиномов СХН по напряжению.

В целях проверки корректности коэффициентов СХН для потребителей электрической энергии рассматриваемого энергорайона, определенных в ходе активного эксперимента в период времени с 9:56:00 до 10:40:00 28.05.2014, проведены расчеты установившихся электрических режимов с учетом СХН и без учета СХН. Результаты расчетов сравнивались с фактическими параметрами электрического режима, зафиксированными в ОИК Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ.

Расчеты установившихся режимов проведены с помощью ПК RastrWin3. В качестве расчетной модели использована полная расчетная модель Пензенской энергосистемы и энергосистемы Республики Мордовия, содержащая в качестве внешнего эквивалента расчетную модель ОЭС Средней Волги.

В качестве базового режима принят режим соответствующий фактическому режиму энергорайона северо-западной части Пензенской энергосистемы в период с 10:24 по 10:27 28.05.2014. Данный режим восстановлен из режима летнего максимума потребления мощности Пензенской энергосистемы и энергосистемы Республики Мордовия, сформированного на основании данных контрольного замера на 19.06.2013.

Проведены три серии расчетов:

1. С учетом СХН исследуемых узлов – коэффициенты СХН P(U) и Q(U);

2. С учетом СХН всех узлов – коэффициенты СХН P(U) и Q(U) заданы для всех энергообъектов северо-западной части Пензенской энергосистемы;

3. Без учета СХН – P(U) = const и Q(U) = const.

В каждой серии расчетов изменение коэффициента трансформации АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма моделировалось изменением номера анцапфы от 1 до 7.

В ходе расчетов фиксировались следующие параметры электрического режима:

1. Переток активной мощности по стороне СН АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма;
2. Переток реактивной мощности по стороне СН АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма;
3. Напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Пачелма;
4. Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Соседка;
5. Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Белинский.

Результаты расчетов сведены в таблицы 1 – 3.

Таблица 1. Результаты расчета установившегося режима для утреннего максимума нагрузки выделенного энергорайонас учетом СХН исследуемых энергообъектов

№ анцапфы АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма	Результаты расчета УР с учетом СХН исследуемых энергообъектов									
	ПС 220 кВ Пачелма P_{CH_AT1}		ПС 220 кВ Пачелма Q_{CH_AT1}		ПС 220 кВ Пачелма $U_{СШ110}$		ПС 110 кВ Соседка $U_{СШ110}$		ПС 110 кВ Белинский $U_{СШ110}$	
	МВт	%[1]	МВАр	%	кВ	%	кВ	%	кВ	%
1	50,5	1,6	6,7	**65,6**	105,1	0,8	104,5	0,4	103,4	0,3
2	51,1	0,8	7,2	**37,6**	107,3	0,6	106,7	0,5	105,6	0,2
3	51,7	0,1	7,9	7,6	109,5	0,4	108,9	0,1	107,8	0,2
4	52,4	0,2	8,7	5,6	111,7	0,3	111,0	0,4	109,9	0,0
5	53	0,5	9,7	0,6	113,8	0,3	113,1	0,8	112,0	0,2
6	53,7	0,1	10,7	**10,5**	115,9	0,2	115,1	0,7	114,0	0,3
7	54,4	0,5	11,9	**17,3**	117,9	0,1	117,2	0,9	115,9	0,3
Среднее		0,5		**20,7**		0,4		0,5		0,2

Таблица 2. Результаты расчета установившегося режима для утреннего максимума нагрузки выделенного энергорайонас учетом СХН всех энергообъектов

№ анцапфы АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма	Результаты расчета УР с учетом СХН всех энергообъектов									
	ПС 220 кВ Пачелма P_{CH_AT1}		ПС 220 кВ Пачелма Q_{CH_AT1}		ПС 220 кВ Пачелма $U_{СШ110}$		ПС 110 кВ Соседка $U_{СШ110}$		ПС 110 кВ Белинский $U_{СШ110}$	
	МВт	%[1]	МВАр	%	кВ	%	кВ	%	кВ	%
1	49,6	0,2	3,3	**18,4**	105,9	0,1	105,2	1,1	104,3	0,5
2	50,4	1,3	4,7	**10,2**	107,9	0,0	107,3	1,0	106,3	0,5
3	51,3	0,7	6,2	**15,6**	109,9	0,0	109,3	0,5	108,2	0,2
4	52,1	0,7	7,9	4,1	111,9	0,1	111,2	0,5	110,1	0,2
5	53	0,5	9,7	0,6	113,8	0,3	113,1	0,8	112,0	0,2
6	53,9	0,5	11,6	3,0	115,6	0,4	114,9	0,5	113,7	0,1
7	54,8	0,3	13,6	5,4	117,4	0,5	116,7	0,5	115,5	0,1
Среднее		**0,6**		**8,2**		0,2		0,7		0,3

Таблица 3. Результаты расчета установившегося режима для утреннего максимума нагрузки выделенного энергорайонабез учета СХН энергообъектов

№ анцапфы АТ-1 ПС 220 кВ Пачелма	Результаты расчета УР без учета СХН энергообъектов									
	ПС 220 кВ Пачелма $P_{СН\ АТ1}$		ПС 220 кВ Пачелма $Q_{СН\ АТ1}$		ПС 220 кВ Пачелма $U_{СШ110}$		ПС 110 кВ Соседка $U_{СШ110}$		ПС 110 кВ Белинский $U_{СШ110}$	
	МВт	%[1]	МВАр	%	кВ	%	кВ	%	кВ	%
1	53,2	7,0	15,1	273,3	103,1	2,7	102,3	1,8	100,9	2,8
2	53,1	4,7	13,8	163,8	105,7	2,1	104,9	1,2	103,7	2,0
3	53,1	2,8	12,5	70,2	108,4	1,4	107,6	1,0	106,4	1,5
4	53	1,0	11,1	34,8	111,1	0,8	110,4	0,2	109,2	0,7
5	53	0,5	9,7	0,6	113,8	0,3	113,1	0,8	112,0	0,2
6	53	1,2	8,2	31,4	116,5	0,4	115,9	1,4	114,8	1,0
7	52,9	3,2	6,7	53,4	119,3	1,0	118,6	2,2	117,6	1,7
Среднее		2,9		89,6		1,3		1,2		1,4

Примечание: 1 - приведены модули отклонения расчетных величин от фактических данных ОИК в процентах.

ВЫВОДЫ. Использование в расчетной модели СХН всех энергообъектов позволяет снизить погрешность результатов расчетов электрических режимов относительно результатов расчета без учета СХН: по активной мощности до 7%, по реактивной мощности – от 28% до 255% и по напряжению до 3,5%.

Также можно отметить, что при снижениях напряжения более 10% в центре питания ПС 220 кВ Пачелма отклонения расчетных (без учета СХН) и фактических величин активной и реактивной мощности будут превышать вышеприведенные значения.

Расчетные значения параметров электрического режима с учетом СХН всех энергообъектов отличаются от фактических значений: по уровню напряжения не более 1,1%, активной и реактивной мощности – не более 1,3% и 18,4% соответственно, что подтверждает достоверность полученных и рекомендованных коэффициентов СХН P(U) и Q(U) для всех энергообъектов северо-западного района Пензенской энергосистемы.

СПИСОК ИСПЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248 с.

Научный руководитель: Е.А. Кротков, к.т.н., доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы и сети», СамГТУ.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированных электрических систем»

Введение. Оценка фактического состояния (ОФС) оборудования на электрических станциях (ЭС) и подстанциях (ПС) сегодня является актуальной задачей, где под фактическим состоянием (ФС) подразумевается совокупность данных испытаний, диагностики и другой эксплуатационной информации об оборудовании, характеризующая текущее состояние с учетом динамики изменения этих данных.

Во-первых, это связано с проблемой высокого износа оборудования на ЭС и ПС в России и безусловной взаимосвязью и влиянием электрической части ПС (ЭС) на другие части системы как внутри ПС (ЭС) так и на внешнюю энергосистему.

Во-вторых, это связано с проблемой использования системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) и переходу к системе обслуживания оборудования по ФС. Не смотря на то, что система ППР используется сегодня до сих пор на многих энергетических объектах, она имеет ряд существенных недостатков. Но главный недостаток заключается в отсутствии дифференцированного подхода к электрооборудованию с учетом, его исполнения, состояния, режимов работы, условий эксплуатации и т. п. Это может приводить к необоснованной трудоемкости ремонтов) оборудования или наоборот приводить к пропуску дефекта или неисправностей

В-третьих, сегодня в энергетике ведутся активные работы по усилению измерительных комплексов и установки дополнительных датчиков, систем мониторинга для отдельных видов оборудования на ЭС и ПС, информацию с которых получают в режиме on-line. Такая информация позволяет определить контролируемые параметры и дает возможность оценить влияние изменения таких параметров не только на само оборудование, но при определенном анализе полученных данных и на работу ПС (ЭС) в целом. Использование и анализ такой информации при ее наличии, будут являться весьма ценными и, главное, верифицированными данными, что может позволить, в конечном счете, с высокой степенью достоверности решить задачу оценки остаточного ресурса оборудования.

Современные системы ОФС электрооборудования ЭС и ПС представляют собой автоматизированные экспертные системы, направленные в основном, на решение двух видов задач: определение ФС оборудования, с целью корректировки жизненного цикла оборудования, и решение технико-экономических задач. К сожалению, на сегодняшний день, не разработаны системы, которые могли бы объединять эти две главные задачи, позволяющие не только повысить эффективность функционирования энергосистем, но и служить полноценным инструментом для управления производственными активами сетевых (энергетических) предприятий.

Достаточно сильные отличия с Европейскими аналогами систем ОФС в нормативной документации по обслуживанию, диагностике, испытаниям и т. д. электрооборудования, составу оборудования и его эксплуатации, а также замена оборудования после окончания его срока эксплуатации не позволяют использовать зарубежные системы ОФС для Российских энергосистем. В России же систем ОФС, которые сегодня активно используются на реальных энергообъектах крайне мало и большинство из них направлены в основном на решение исключительно задачи определения состояния отдельных единиц оборудования (например только трансформаторов и т.д.).

Не смотря на все безусловные достоинства существующих систем в России, в современных условиях, они имеют ряд существенных недостатков:

1) Ориентированы на решение конкретной задачи конкретного собственника и, как правило, не могут использоваться на других аналогичных объектах без серьезных переработок;

2) Используется разномасштабная и разноточная информация, что может приводить к возможной недостоверности оценки;

3) Не учитывают динамику изменения критериев ОФС оборудования, другими словами, системы не обучаемы.

Все выше сказанное лишает современные ОФС оборудования их универсальности из-за чего сложившаяся ситуация в электроэнергетике России вынуждает совершенствовать существующие или искать новые методы моделирования систем ОФС. Поэтому создание автоматизированной системы принятия решений (АСПР) для ОФС электрооборудования ЭС и ПС является, безусловно, актуальной задачей. А реализация с помощью гибридных нейронных сетей (ГНС) на основе данных диагностики и испытаний дает возможность представленной системе обладать всеми вышеперечисленными свойствами.

Структура модели. Структура такой сети была подробно описана авторами в [1-3]. Основная идея заключается в том, что все оборудование на ПС (ЭС) разделяется на группы, представленные в определенной иерархии: сложных объектов (например, РУ 110 кВ), простых объектов (например, выключатель) и составных единиц объектов (например, дугогасительная камера). На основе данных о ФС составных единиц, простых объектов и сложных объектов с помощью ГНС производится ОФС на всех трех уровнях: от «низшего» уровня к «высшему». При этом на каждом уровне в рамках ОФС также определяются возможные неисправности и дефекты. В конечном итоге мы получаем комплексный анализ ФС всей ПС (ЭС) в целом.

ГНС - это совместное использование методов нечеткой логики и искусственных нейронных сетей (ИНС). Применение методов нечеткой логики объясняется тем, что ОФС электрооборудования на ПС (ЭС) можно рассматривать как прикладную задачу, при решении которой приходится оперировать не только численными данными, но и лингвистическими. Использование методов ИНС, в свою очередь, обусловлено их основным преимуществом – возможностью обучения (самообучения), что позволяет значительно сократить размер ходных параметров системы и уменьшить размерность самой задачи, а значит увеличить скорость работы системы в целом [4].

Архитектура ГНС. Архитектура ГНС для ОФС электрооборудования состоит из 5 слоев. На рисунке 1 представлен общий вид структуры ГНС для простого объекта.

На первом слое осуществляется фазификация входных параметров - определение функций принадлежности (ФП) для каждого параметра ($X_{11}...X_n$) в соответствии с методом технической диагностики ($Z_{11}...Z_n$) в зависимости от наличия информации. Подробно формирование ФП описано в [5]. Каждая из ФП характеризует каждое из возможных состояний ($D_1...D_n$) рассматриваемого объекта (ФП). Тип ФП также как и их количество может варьироваться и характеризуется видом диагностики и типом объекта. В свою очередь, для каждого метода диагностики вводятся свои диагностические правила (формируется база правил) с помощью правил продукций типа

$$если(x_1 \ это \ D_1^k \ и ... и \ x_N \ это \ D_N^k) \ тогда \ z is \ y_N \quad (1)$$

где $k = 1,...,K$, где K - количество нечетких правил; D_i^k - нечеткие множества, где $D_i^k \in X_i \subset R, i = 1,...,N$; $x_1,...,x_N$ - входные переменные; y_N - выходные переменные.

На втором слое определяются весовые коэффициенты сети с учетом правил определенных на предыдущем слое (методом средневзвешенных оценок).

Третий слой характеризуется алгоритмом обучения, в ходе которого корректируются веса полинома. Как показали многочисленные расчеты, для представленной задачи

оптимальным методом обучения является метод гибридного обучения - метод, объединяющий метод обратного распространения ошибки с методом наименьших квадратов.

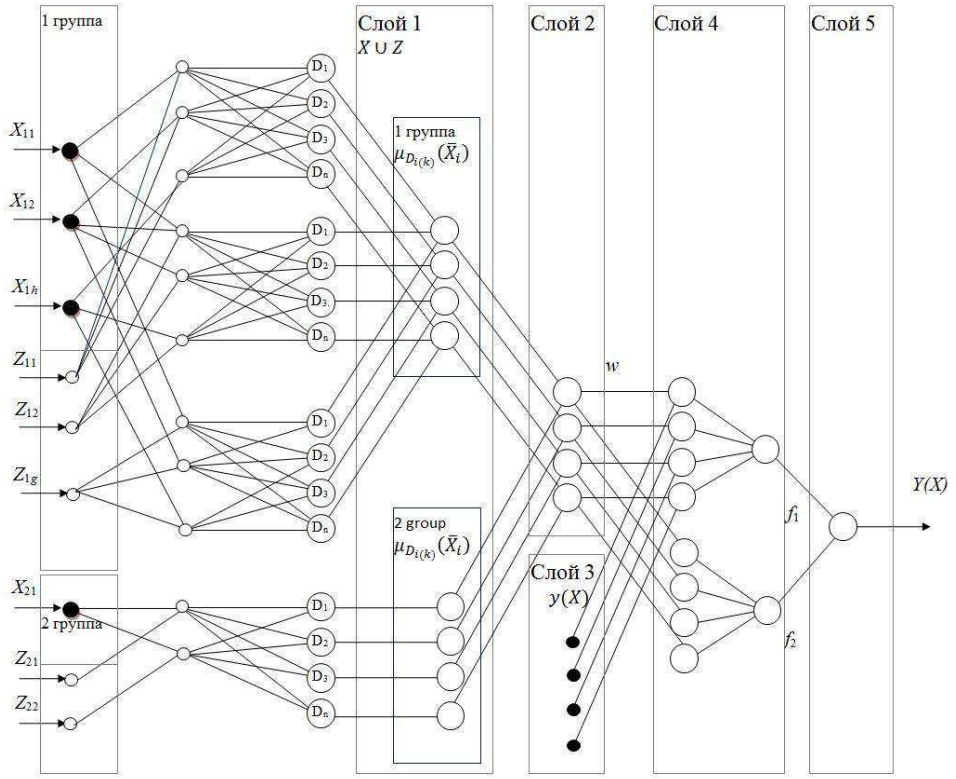


Рис.1. Общий вид структуры ГНС для простого объекта

Четвертый слой состоит из двух нейроннов-сумматоров: первый отвечает за сумму весов принадлежности к состоянию объекта исследования; второй, рассчитывает взвешанную сумму сигналов выходной агрегированной функции с 3 слоя.

Пятый слой это один нейрон, результатом действия которого и является выходная агрегированная функция типа

$$y_i(x) = p_{i0} + \sum_{j=1}^{N} p_{ij} x_j, \quad (2)$$

где N – количество параметров множества X; p_{ij} – параметры полинома Такаги-Сугено.

Расчетный пример. В данной статье расчетный пример для ОФС на основе предложенной модели выполнен в программном комплексе Matlab, с помощью системы нечеткого логического вывода (ANFIS) на примере ОФС силовых трансформаторов напряжением 110 кВ части энергоузла Свердловской области. В связи с большой размерностью задачи ОФС силовых трансформаторов в статье выполняется только на основе данных хроматографического анализа, растворенных в масле газов. При анализе содержимого опытного образца масла определяется концентрация этила (C_2H_4), ацетилена (C_2H_2),метана (CH_4),водорода (H_2) и этилена (C_2H_6). В результате рассчитываются соотношения концентраций пар газов: C_2H_2 / C_2H_4 (будем обозначать A), CH_4 / H_2 (B), C_2H_4 / C_2H_6(C). По значениям этих трех пар делается вывод о воздействиях, которым подвергалось масло и возможном характере дефектов в трансформаторе.

Значения соотношений концентраций пар газов в данной модели представлены с помощью двух видов функций принадлежности для каждой из пар и в соответствии с возможными видом и числом дефектов. Значения соотношений концентраций пар газов будут являться входными переменными.

Согласно [6] каждое из сочетаний соотношений концентраций пар газов соответствует определенному характеру дефекту. Эти дефекты будут являться выходными переменными.

В данной модели ANFIS реализуется на основе метода Такаги-Сугено. Основные параметры ГНС для модели ОФС приведены в Табл. 1. Так как выборка состоит из большого числа пар, то в статье она не приводится. Формирование обучающей выборки и выбор функций принадлежности это отдельные задачи, требующие повышенного внимания, могут существенно влиять на результаты расчета, что также видно из Табл. 1. Оптимальная обучающая выборка должна быть достаточной; разнообразной и равномерной, а главное, на основе статистического анализа данных должны быть исключены основные выбросы значений параметров. Данная модель предполагает использования атематического ожидания и дисперсии значений в выборке.

Так как в представленной задаче анализ производится на основе данных хроматографического анализа, а согласно [6] граничные значения для соотношений газов в основном задаются в виде значений с двух сторонним ограничением, то было принято решение использовать трапециевидные и пи-подобные функции принадлежности (в виде криволинейной трапеции).

Таблица 1

Данные ГНС	**Значения**	
Тип функций принадлежности	Трапециевидная	Пи-подобная
Число пар в обучающей выборке	74	74
Число узлов	1518	1518
Число линейных параметров	2916	2916
Число нелинейных параметров	108	108
Общее число параметров	3024	3024
Число нечетких правил	729	729
Средняя ошибка обучения	**0,0091**	**0,0018**

В результате расчета было определенно, что для представленной задачи, оптимальными являются пи-подобные функции принадлежности, а после исключения выбросов значение ошибки составляет 0,0018, в то время как при использовании трапециевидной функции принадлежности ошибка составляет 0,0091.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В результате представленного анализа можно сделать вывод, что обучающая выборка в системе АСПР для ОФС оборудования должна быть достаточного объёма, а не по принципу «чем больше – тем лучше», а также должна быть разнообразной и равномерной. Тип функции принадлежности также оказывает влияние на результаты работы системы, поэтому предварительно необходимо производить анализ с использованием различных функций принадлежности.

Только при выполнении всех этих условий принадлежность оборудования к какому-либо состоянию будет являться адекватным критерием её достоверности. Согласно практическим расчетам ошибка определения состояния оборудования составляет меньше 1%, что характеризует разработанную систему как приемлемую в рамках рассматриваемой задачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е. Вопросы реализации систем оценки фактического состояния электрооборудования для энергетических предприятий // Научное обозрение. 2014. №4. С. 241-245.

2. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е. Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. 2014. №2. С.36-40.

3. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Глушков Д. А., Осотова М. В. Принципы формирования оценки технического состояния электрооборудования на подстанциях // Электричество. 2014. №10. С. 12-19.

4. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е. Предпосылки и причины применения методов искусственных нейронных сетей для анализа данных технической диагностики электрооборудования на ПС 35-110 кВ // Научное обозрение. 2013. №2. С. 126-131.

5. Khalyasmaa A. I., Dmitriev S. A., Eroshenko S. A. Membership functions for the formation of the electrical equipment state estimation for power stations and substations // Advanced Materials Research. Vol. 805-806. 2013. P. 663-666.

РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. 2011.

ТРЕХФАЗНОЕ ЛИНЕЙНОЕ ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Е.А. Бучинский
Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева

Введение. В настоящее время традиционное оценивание состояния (ОС) электроэнергетических систем (ЭЭС) выполняется в однолинейном виде. Если выполнить расчет оценок состояния по данным SCADA-измерений в трехфазном виде, то значительно увеличится размерность нелинейной системы уравнений установившегося режима. С появлением современных устройств PMU, выполняющих пофазно синхронизированные векторные измерения, задача оценивания состояния становится линейной. Для ее решения не требуется итерационных методов, и это преимущество позволяет перейти от однофазной модели к трехфазной.

В тоже время, расчеты установившихся режимов в трехфазном виде уже применяются на практике. Особенно это актуально для сетей, питающих тяговые подстанции, где в нормальном режиме работы наблюдается значительная несимметрия токов и напряжений. В [1] рассмотрены расчетные модели и алгоритмы трехфазного расчета режимов методом симметричных составляющих и методом фазных координат.

Преимущества трехфазного ОС перед однофазным очевидны: появляются возможности контроля параметров режима в каждой фазе, контроля несимметрии текущего режима, выявления повреждений однофазных элементов сети, диагностика роста небаланса параметров режима, который может предшествовать повреждению силового оборудования.

В статье будут рассмотрены основные особенности алгоритмов трехфазного линейного оценивания состояния, моделирование трехфазной сети в Simulink на примере тестовой схемы и апробирование трехфазного линейного оценивания состояния.

Задача оценивания состояния. Результатом ОС является расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС на основе измерений y. При решении задачи оценивания состояния вводится понятие вектора состояния $\mathrm{x}=(\delta,\ \mathrm{U})$, содержащего модули U и фазовые углы δ напряжений. В такой постановке задача оценивания состояния сводится к минимизации критерия:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T \cdot R_y^{-1} \cdot (\bar{y} - y(x)) \qquad (1)$$

где R_y – ковариационная матрица весовых коэффициентов.

Вследствие нелинейной зависимости y(x) задача решается итеративно с поиском на каждой итерации поправок:

$$\Delta x_i = \left[H_i^T \cdot R_y^{-1} \cdot H_i\right]^{-1} \cdot H_i^T R_y^{-1} \left[\bar{y} - y(x_i)\right], \qquad (2)$$

здесь $H_i = \frac{\partial y}{\partial x}$ матрица Якоби, вычисленная на i–той итерации.

При решении задачи ОС в прямоугольных координатах с использованием синхронизированных векторных измерений модель измерений $\bar{y} = y(x)$, где $x = \{U_{ai}, U_{ri}\}$, становится линейной, а матрица Якоби - постоянной. Оценки вектора состояния могут быть получены одну итерацию из уравнения

$$\hat{x} = (\dot{H} \cdot R_y^{-1} \cdot \dot{H})^{-1} \cdot \dot{H}^T \cdot R_y^{-1} \cdot \bar{y} \qquad (3)$$

Трехфазное линейное оценивание состояния. Алгоритм трехфазного линейного ОС полностью аналогичен алгоритму однофазного линейного ОС [2]. Основными отличиями процедуры ОС являются размерность схемы замещения элементов ЭЭС (представления в фазном виде) и необходимость учета индуктивных и емкостных связей между фазами элементов. На рис.1 представлена схема замещения линии электропередачи в трехфазном виде [3]. Рассмотрим на ее примере основные принципы трехфазного линейного ОС.

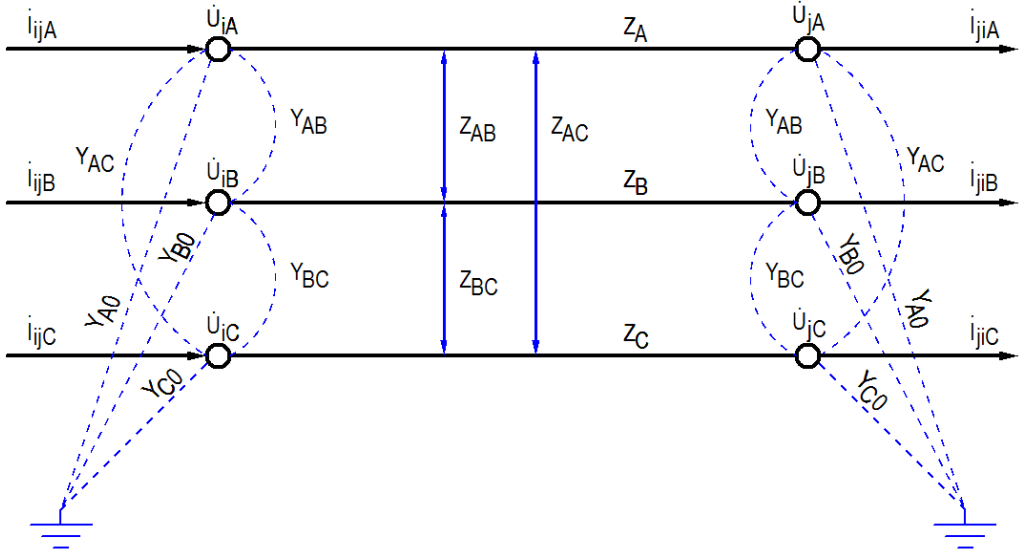


Рис.1. Схема замещения линии электропередачи в трехфазном виде(Z – продольные собственные и взаимные сопротивления проводов;Y– емкостные собственные и взаимные проводимости; $\dot{U}$, $\dot{I}$ – комплексы напряжений и токов)

Целью исследования является проверка алгоритма трехфазного линейного оценивания состояния причем, алгоритм оценки должен учитывать не только несимметрию нагрузки по фазам, но и несимметрию, обусловленную «геометрией» линий электропередачи. Поэтому расчет ведется в фазных координатах, а не методом симметричных составляющих.

Для представленной на рис.1 схемы замещения можно записать матрицу собственных и взаимных сопротивлений $\dot{Z}$ и матрицу емкостных собственных и взаимных проводимостей $\dot{Y}$:

$$\dot{Z} = \begin{pmatrix} \dot{Z}_A & \dot{Z}_{AB} & \dot{Z}_{AC} \\ \dot{Z}_{BA} & \dot{Z}_B & \dot{Z}_{BC} \\ \dot{Z}_{CA} & \dot{Z}_{CB} & \dot{Z}_C \end{pmatrix}; \dot{Y} = \begin{pmatrix} \dot{y}_{A0} & \dot{y}_{AB} & \dot{y}_{AC} \\ \dot{y}_{BA} & \dot{y}_{B0} & \dot{y}_{BC} \\ \dot{y}_{CA} & \dot{y}_{BC} & \dot{y}_{C0} \end{pmatrix} \quad (4)$$

Векторы комплексных фазных напряжений в начале (узел «i») и в конце линии (узел «j») электропередачи имеют следующий вид:

$$U_i = \begin{pmatrix} \dot{U}_{ia} \\ \dot{U}_{ib} \\ \dot{U}_{ic} \end{pmatrix}; U_j = \begin{pmatrix} \dot{U}_{ja} \\ \dot{U}_{jb} \\ \dot{U}_{jc} \end{pmatrix} \quad (5)$$

Если PMU установлено на каждом конце линии, то набор измерений этой системы будет состоять из векторов напряжений на каждом конце линии и векторов линейного тока на каждом конце линии. Вектор измерений будет иметь следующий вид:

$$\bar{y} = \left\{ \dot{U}_{ia}, \dot{U}_{ib}, \dot{U}_{ic}, \dot{U}_{ja}, \dot{U}_{jb}, \dot{U}_{jc}, \dot{I}_{ija}, \dot{I}_{ijb}, \dot{I}_{ijc}, , \dot{I}_{jia}, \dot{I}_{jib}, \dot{I}_{jic} \right\}, \quad (6)$$

где $\dot{U}_i, \dot{U}_i$ –комплексные значения напряжений в узлах; $\dot{I}_{ij}, \dot{I}_{ij}$ – комплексные значения токов в ветвях.

Комплексный вектор состояния системы имеет следующий вид:

$$\dot{x} = \left\{ \dot{U}_{ia}, \dot{U}_{ib}, \dot{U}_{ic}, \dot{U}_{ja}, \dot{U}_{jb}, \dot{U}_{jc} \right\} \quad (7)$$

Зависимость измеренных параметров от вектора состояния записывается в следующем виде:

$$\bar{y} = H(x) \quad (8)$$

Запишем уравнения (8) для нашего примера:

$$\begin{cases} \begin{pmatrix} \bar{\dot{U}}_{ia} \\ \bar{\dot{U}}_{ib} \\ \bar{\dot{U}}_{ic} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{U}_{ia} \\ \dot{U}_{ib} \\ \dot{U}_{ic} \end{pmatrix} \\ \begin{pmatrix} \bar{\dot{I}}_{ija} \\ \bar{\dot{I}}_{ijb} \\ \bar{\dot{I}}_{ijc} \end{pmatrix} = \left[\begin{pmatrix} \dot{U}_{ia} \\ \dot{U}_{ib} \\ \dot{U}_{ic} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \dot{U}_{ja} \\ \dot{U}_{jb} \\ \dot{U}_{jc} \end{pmatrix} \right] \cdot \begin{pmatrix} \dot{Y}_A & \dot{Y}_{AB} & \dot{Y}_{AC} \\ \dot{Y}_{BA} & \dot{Y}_B & \dot{Y}_{BC} \\ \dot{Y}_{CA} & \dot{Y}_{CB} & \dot{Y}_C \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \dot{U}_{ia} \\ \dot{U}_{ib} \\ \dot{U}_{ic} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{y}_{A0} & \dot{y}_{AB} & \dot{y}_{AC} \\ \dot{y}_{BA} & \dot{y}_{B0} & \dot{y}_{BC} \\ \dot{y}_{CA} & \dot{y}_{BC} & \dot{y}_{C0} \end{pmatrix} \end{cases} \quad (9)$$

Матрица Якоби для системы линейных уравнений представляет собой матрицу постоянных коэффициентов, включающую:

- частные производные комплексов измерений напряжения по комплексам напряжения вектора состояния:

$$\frac{\partial \bar{\dot{U}}_{ia}}{\partial \dot{U}_{ia}} = 1; \quad \frac{\partial \bar{\dot{U}}_{ja}}{\partial \dot{U}_{ia}} = 1$$

$$\frac{\partial \bar{\dot{U}}_{ib}}{\partial \dot{U}_{ib}} = 1; \quad \frac{\partial \bar{\dot{U}}_{jb}}{\partial \dot{U}_{ib}} = 1 \quad (10)$$

$$\frac{\partial \bar{\dot{U}}_{ic}}{\partial \dot{U}_{ic}} = 1; \quad \frac{\partial \bar{\dot{U}}_{jc}}{\partial \dot{U}_{ic}} = 1$$

- частные производные выражений измерений токов по комплексам напряжения вектора состояния:

$$\frac{\partial \bar{\dot{I}}_{ija}}{\partial \dot{U}_{ia}} = Y_a + y_{a0}; \quad \frac{\partial \bar{\dot{I}}_{ija}}{\partial \dot{U}_{ib}} = Y_{ab} + y_{ab}; \quad \frac{\partial \bar{\dot{I}}_{ija}}{\partial \dot{U}_{ic}} = Y_{ac} + y_{ac};$$
$$\frac{\partial \bar{\dot{I}}_{jia}}{\partial \dot{U}_{ja}} = -Z_a; \quad \frac{\partial \bar{\dot{I}}_{jia}}{\partial \dot{U}_{jb}} = -Z_{ab}; \quad \frac{\partial \bar{\dot{I}}_{jia}}{\partial \dot{U}_{jc}} = -Z_{ac} \qquad (11)$$

Запишем полное уравнение линейного оценивания состояния в комплексном виде:

$$\begin{pmatrix} \bar{\dot{U}}_{ia} \\ \bar{\dot{U}}_{ib} \\ \bar{\dot{U}}_{ic} \\ \bar{\dot{I}}_{ija} \\ \bar{\dot{I}}_{ijb} \\ \bar{\dot{I}}_{ijc} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \dot{U}_{ia} \\ \dot{U}_{ib} \\ \dot{U}_{ic} \\ \dot{U}_{ja} \\ \dot{U}_{jb} \\ \dot{U}_{jc} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ \dot{Y}_a + \dot{y}_{a0} & \dot{Y}_{ab} + \dot{y}_{ab} & \dot{Y}_{ac} + \dot{y}_{ac} & -\dot{Y}_a & -\dot{Y}_{ab} & -\dot{Y}_{ac} \\ \dot{Y}_{ba} + \dot{y}_{ba} & \dot{Y}_b + \dot{y}_{b0} & \dot{Y}_{bc} + \dot{y}_{bc} & -\dot{Y}_{ba} & -\dot{Y}_b & -\dot{Y}_{bc} \\ \dot{Y}_{ca} + \dot{y}_{ca} & \dot{Y}_{cb} + \dot{y}_{cb} & \dot{Y}_c + \dot{y}_{c0} & -\dot{Y}_{ca} & -\dot{Y}_{cb} & -\dot{Y}_c \end{pmatrix} \qquad (12)$$

Оценки вектора состояния $\hat{x}$ могут быть получены из традиционного выражения метода наименьших взвешенных квадратов (3) за одну итерацию.

Экспериментальные расчеты на тестовой схеме. В качестве тестовой схемы использовалась 3-узловая тестовая схема, представленная на рис.2. Тестовая схема состоит из трех линий электропередачи 110кВ, двух генераторных и одного нагрузочного узла. В тестовой схеме, использованной для апробирования методов трехфазного линейного ОС, учтены взаимоиндукция между проводами воздушной линии, а также емкости фаз относительно земли с учетом реальных конструктивных особенностей опоры и взаимного расположения фазных проводов.

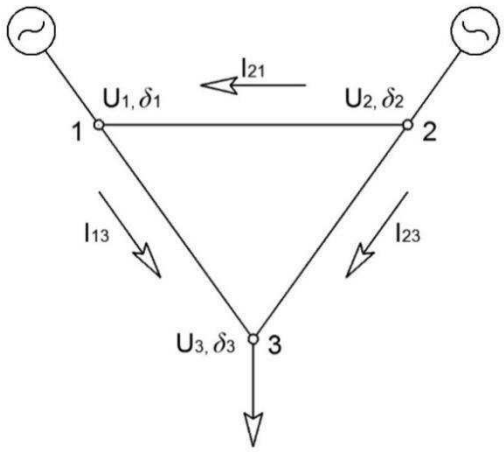


Рис. 2. 3-х узловая тестовая схема сети

Для проверки алгоритма была разработана модель тестовой схемы в среде математического моделирования Simulink. На разработанной модели были выполнены экспериментальные расчеты трехфазного линейного оценивания состояния. Для моделирования синхронизированных векторных измерений тока и напряжения использовался «шум» со среднеквадратичным отклонением, равным погрешности 0,3% (для измерений тока и напряжения в устройствах PMU).

Моделирование было выполнено на коротком отрезке времени - 0,1 с. За это время было получено 1600 измерений и выполнено 1600 операций трехфазного линейного оценивания состояния. Высокая частота дискретизации выбрана для того, чтобы

продемонстрировать быстродействие алгоритма. Расчеты выполнены в темпе процесса моделирования сети.

Качество оценивания состояния проверено расчетом среднеквадратической ошибки относительно эталонных значений. На рис.3 представлены графики измерения среднеквадратической ошибки.

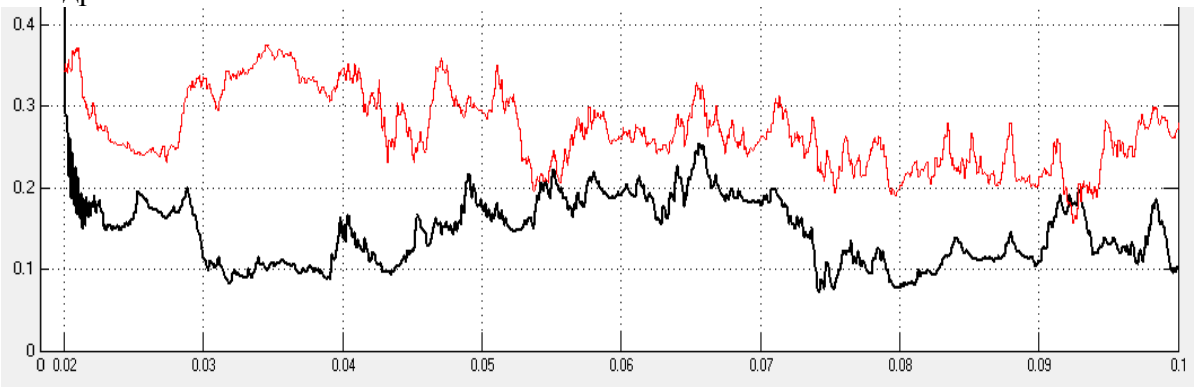


Рис. 3. Среднеквадратические ошибки измерений и оценок

По оси абсцисс нанесена временная шкала – время выборки измерений (расчета оценок). По оси ординат нанесена шкала ошибок измерений в процентах. Верхняя кривая является графиком изменения среднеквадратической ошибки измерений. Нижняя кривая является графиком изменения среднеквадратической ошибки оценок.

Из графиков на рисунке 3 видно, что в результате работы алгоритма оценивания состояния среднеквадратическая ошибка измерений значительно снизилась, и это демонстрирует эффективность алгоритма трехфазного линейного оценивания состояния.

ВЫВОДЫ:

1. Разработана модель 3-х узловой тестовой схемы, смоделированы синхронизированные векторные измерения, разработана модель для реализации алгоритма трехфазного оценивания состояния в среде Simulink.

2. Апробирован алгоритм трехфазного линейного оценивания состояния на тестовой схеме. Практическая ценность рассмотренного метода трехфазного линейного ОС основана на простоте его реализации и высокой скорости решения задачи.

3. В современных условиях функционирования ЭЭС, ориентированных на применение WAMS-технологий, алгоритмы линейного ОС могут быть легко интегрированы в АСУ объектов ЭЭС с последующим архивированием результатов ОС и передачей требуемых данных в центр диспетчерского управления ЭЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах. – Москва: Изд-во «Флинта» – 2008. – 255 с.

2. Бучинский Е.А. Линейное оценивание состояния электроэнергетических систем // Тр. конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН “Системные исследования в энергетике”.– Иркутск, 2012. – С. 14–21.

3. В.П. Закарюкин, А.В. Крюков, М.С.Шульгин. Параметрическая идентификация линий электропередачи и трансформаторов. – Иркутск: ИрГУПС. – 2012. – 94 с.

Научный руководитель: д.т.н., в.н.с. ИСЭМ СО РАН И.Н. Колосок

АНАЛИЗ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЛ 110-330 КВ В ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЕ СЕВЕРОКАВКАЗСКОГО РДУ

С.М. Алакулов, А.А. Давидян, А.Р. Напсо
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ИЭЭиН, кафедра АЭСиС, ЭС-101, Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

Одним из показателей энергоэффективности служит надежность электроснабжения. Надежность электроэнергетической системы включает в себя ряд свойств: безотказность, долговечность, ремонтопригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность.

Исследование указанных свойств надежности ЭЭС в их единстве является важной, но сложной задачей. В данной работе основное внимание уделено определению показателей надежности системы электроснабжения, характеризующих свойство безотказности (свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение заданного времени) и безопасности (свойство объекта не создавать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды во всех возможных режимах работы и аварийных ситуациях). [3]

Здесь основополагающим фактором является надежность работы ВЛ, так как на их безотказность влияют многочисленные внешне воздействующие факторы: это погодные условия (грозы, снег, ветер), птицы, самовольные подключения к сети со стороны недобросовестных граждан и т. д. [6]

В настоящее время показатели надежности определяются с помощью справочников.Однако необходимо учесть, что они весьма усреднены по регионам, временам года и т.д. Следовательно, результаты расчета не гарантируют достоверность отображения реальной ситуации и обоснованность проведения мероприятий по повышению надежности.

Поэтому для определения надежности воздушных линий и проведения мероприятий по ее повышению, целесообразно дифференцирование влияющих факторов.

Авторами был проведен анализ отключений ВЛ 110-330 кВ в операционной зоне Северокавказского РДУ. Из анализа выявлено, что самым «показательным» является третий квартал года (28%, 40% от всех отключений за 2012, 2013 г. соответственно), так как в этот период ВЛ подвергаются различным нагрузкам: погодные условия (гроза, ветер), птицы, вандализм (воровство проводов с их последующей сдачей на металлолом).

В таблицах 1-3 приведены данные по отключениям линий напряжением 110-330 кВ за третий квартал 2012-2013 гг.:

Наиболее часто в июле отключалась:

-ВЛ-330 кВ Ставрополь – Благодарная. Причиной явились атмосферные перенапряжения (гроза);

-ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес-Тяговая (Л-149). Причиной отключений явилось прохождение интенсивного грозового фронта.

Наиболее часто в августе отключались:

-ВЛ 330 кВ Прохладная-2 – Машук. Причиной явились атмосферные перенапряжения (гроза);

-ВЛ 110 кВ Т-302 – Круглолесская, ВЛ 110 кВ Александровская – Круглолесская (Л-45/253). Проведенным осмотром причин отключений не выявлено;

-ВЛ 110 кВ Ново-Невинномысская – ГЭС-3 (Л-148). Причиной явились атмосферные перенапряжения (гроза);

-ВЛ 110 кВ Благодарная – Ставропольская (Л-154), ВЛ 110 кВ Ставропольская – Ленинская (Л-171), ВЛ 110 кВ Новоселицкая – Ленинская (Л-154/171/151). Проведенным осмотром причин отключений не выявлено.

Таблица 1. Отключения ВЛ-110,330 кВ за июль 2012,2013 г.

№ п.п.	Наименование повреждения	Июль 2012г.		Июль 2013г.	
		ВЛ-110 кВ	ВЛ-330 кВ	ВЛ-110 кВ	ВЛ-330 кВ
1	Обрыв провода/шлейфа	1	-	2	-
2	Повреждение изолирующих подвесок	2	-	2	-
3	Неправильная работа РЗА	1	-	-	-
4	Повреждение оборудования ПС	2	2	2	-
5	Отключения при грозовых перенапряжениях	33	19	38	17
6	Перекрытие на ДКР, траверсы, тело опоры.	3	-	-	1
7	Перекрытие гирлянды изоляторов	2	-	4	2
8	Работа ПА	1	-	-	-
9	Не выявленные причины	38	2	26	-
Всего:		83 от.	23 от.	74 от.	20 от.

Таблица 2. Отключения ВЛ-110,330 кВ за август 2012,2013 г.

№ п.п.	Наименование повреждения	Август 2012г.		Август 2013г.	
		ВЛ-110 кВ	ВЛ-330 кВ	ВЛ-110 кВ	ВЛ-330 кВ
1	Обрыв провода/шлейфа	3	-	2	-
2	Повреждение изолирующих подвесок	4	-	5	1
3	Неправильная работа РЗА	1	-	1	1
4	Повреждение оборудования ПС	1	-	5	-
5	Отключения при грозовых перенапряжениях	23	2	61	12
6	Перекрытие на ДКР, траверсы, тело опоры.	-	8	7	-
7	Перекрытие гирлянды изоляторов	4	5	3	6
8	Работа ПА	-	-	-	-
9	Не выявленные причины	21	-	31	-
Всего:		57 от.	15 от.	115 от.	20 от.

Наиболее часто в сентябре отключались:

-ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС - ГЭС-2 и ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук. Причинами явились: перекрытия по загрязненной изоляции, грозовые перенапряжения, перекрытия изоляции по продуктам жизнедеятельности птиц;

-ВЛ 110 кВ Преградная – Курджиново (Л-81), ВЛ 110 кВ Курджиново – Псебай (Л-91). Причинами явились: повреждение провода, повреждение изоляции, замыкание на ДКР;

-ВЛ 110 кВ Троицкая – Восток (Л-159). Проведенным осмотром причин отключений не выявлено;

-ВЛ 110 кВ Т-302 – Круглолесская (Л-45), ВЛ 110 кВ Александровская – Круглолесская (Л-253) работающие в режиме транзита. В 2-х случаях – из-за перекрытий изоляции. В остальных случаях причин отключений не выявлено.

Таблица 3. Отключения ВЛ-110,330 кВ за сентябрь 2012,2013 г.

№ п.п.	Наименование повреждения	Сентябрь 2012г.		Сентябрь 2013г.	
		ВЛ-110 кВ	ВЛ-330 кВ	ВЛ-110 кВ	ВЛ-330 кВ
1	Обрыв провода/шлейфа	1	-	8	-
2	Повреждение изолирующих подвесок	-	-	-	1
3	Отключения при грозовых перенапряжениях	1	1	12	9
4	Перекрытие на ДКР, траверсы, тело опоры	2	-	7	-
5	Перекрытие гирлянды изоляторов	23	7	6	7
6	Не выявленные причины	1	-	78	-
Всего:		28 от.	8 от.	111 от.	17 от.

Большинство отключений ВЛ-110, 330 кВ в операционной зоне Северокавказского РДУ произошло по природным причинам, основными из которых являются ветер, гроза, дождь, продукты жизнедеятельности птиц и т. д.

В последнее время увеличилась мода на бейсджампинг – экстремальный вид спорта, в котором используется специальный парашют для прыжков с фиксированных объектов. Зачастую в качестве фиксированного объекта используются опоры ЛЭП. Высота для полета достаточная и если погодные условия позволяют, то вероятность упасть на электрические провода невелика, но есть. В операционной зоне Северокавказского РДУ зафиксированы прыжки с опор действующих ЛЭП, не смотря на то, что до сих пор экстремалом везло необходимость бороться с этой проблемой есть. [1]

Для снижения отключений ВЛ-110, 330 кВ в операционной зоне Северокавказского РДУ, по природным причинам, а также для увеличения безопасности человека и окружающей его среды – необходимо провести следующие мероприятия:

1) Защита от грозовых перенапряжений на линиях. Одним из способов защиты ВЛ от этого вида воздействия является грозозащитный трос (ГЗТ). Сам по себе ГЗТ является достаточно хорошей защитой от прямого удара молнии. Однако при этом возникает ряд проблем: увеличения затрат на расчистку ВЛ, необходимость периодической проверки состояния как ГЗТ, так и его арматуры и, конечно, борьба с гололедообразованием на ГЗТ. Так как нормативные документы не требуют применения ГЗТ на ВЛ, целесообразно искать другой способ.

Например, защита с помощью ОПН. Применение подвесных ОПН на ЛЭП позволяет обеспечить практически равномерное ограничение коммутационных перенапряжений вдоль линий электропередач любой длины. Однако ОПН бессильно против ПУМ, и поэтому его применяют вместе с ГЗТ.

В нашем случае наиболее выгодным и надежным способом защиты является – длинно-искровой разрядник (РДИ). Его особенности: разряд не переходит в дуговое перекрытие, а скользит по поверхности изоляции; токи протекают вне аппарата, т. е. разрядник не перегреется и не пробьется. Установка РДИ на линиях отключающихся

наиболее часто по причине грозовых перенапряжений позволит увеличить надежность ЭЭС; [2]

2) Для защиты от продуктов жизнедеятельности птиц – применить птице защитные устройства (ПЗУ), а также рекомендуется выполнение комплекса ландшафтно-санитарных работ, направленных на снижение численности видов животных, обитающих в зоне расположения ВЛ. Это необходимо как для защиты птиц, так и для сокращения экономических потерь от незапланированных отключений системы; [5]

3) Борьба с загрязнением изоляции. Обмыв загрязненной изоляции струей воды является основным видом профилактических мероприятий при полевых загрязнениях. В тех случаях, когда при обмыве водой не удается полностью удалить слой загрязнения, необходимо проводить дополнительную чистку изоляторов вручную.

Для повышения эксплуатационной надежности работы высоковольтных изоляторов, расположенных в районах с усиленным загрязнением: поверхность изоляторов необходимо покрывать тонким слоем гидрофобной смазки; [4]

4) Защита от бейсджампинга. Необходимость ужесточения административной ответственности весьма сомнительна. Если экстремалов не пугает высота и напряжение, то, вряд ли, напугает какое либо наказание. Тут необходим более тонкий подход. Возможно, поможет строительство специальных сооружений для любителей прыжков с парашютом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Бейсджампинг https://ru.wikipedia.org/wiki/Бейсджампинг

2. Защита ВЛ, выполненных СИП, от грозовых перенапряжений http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100/aprel__Zaschita_VL.pdf

3.Надежность ЭЭС – комплексное свойство http://allrefs.net/c31/44uqw/p2/

4. Новости энергетики http://novostienergetiki.ru/zashhita-lep/

5. Птицезащитные устройства http://rrrcn.ru/ru/electrocutions/bpd

6. Технические науки/5. Энергетика http://www.rusnauka.com/4_SND_2013/Tecnic/5_127982.doc.htm/

СОПОСТАВЛЕНИЕ АЛГОРИТМОВ АГРЕГИРОВАНИЯ НАБОРА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

М.Ю.Чукреев

Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН

Вопросам разработки математических моделей исследования балансовой надежности многозонных (ранее многоузловых) ЭЭС при управлении их развитием посвящено достаточное число работ [1-4 и др.]. На обеспечение должного уровня балансовой надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) при любом принципе управления электроэнергетикой страны в основном влияют следующие факторы и случайные события [1, 2]:

– генерирующие мощности и их структура в отдельных территориальных зонах;

– технологические уровни пропускных способностей и экономически обоснованные величины балансовых перетоков по системообразующим связям;

– ценовые показатели зон оптового рынка электроэнергии и мощности;

– плановые ремонты оборудования (текущие, средние и капитальные);

– графики изменения нагрузок энергоузлов в разрезе года и суток;

– снижения генерирующей мощности отдельных ЭЭС и пропускной способности системообразующих связей из-за аварийных повреждений агрегатов электростанций и линий электропередачи;

– нерегулярные колебания нагрузки и ошибки прогнозирования спроса потребителей.

Одним из основных факторов, влияющих на показатели балансовой надежности ЭЭС, являются вероятностные характеристики располагаемой мощности. В течение расчетного периода времени происходят изменения генерирующей мощности из-за плановых и аварийных ремонтов основного оборудования, которые должны учитываться при определении показателей балансовой надежности ЭЭС.

Исходной вероятностно определенной информацией в задаче оценки показателей балансовой надежности ЭЭС являются данные о показателях готовности (аварийности), нормах на проведение капитальных и текущих ремонтов. Эти показатели можно определить только в результате обработки ретроспективной информации о работе генераторов за достаточно большой промежуток времени (для репрезентативности результата от трех и более лет). Ранее в СССР такая работа проводилась регулярно, а ее результаты были сведены в соответствующих справочниках [5]. В настоящее время таких работ не проводится, но имеется статистика в генерирующих компаниях о работе каждого генератора за последние несколько лет. Введение рыночных отношений привело к увеличению размерности расчетной схемы до 70-80 территориальных зон (зона внутри которой нет ограничений по пропускной способности связей) вместо 6 в бывшем СССР, что привело к большему дроблению генерирующего оборудования, а соответственно увеличению дифференцируемости генераторов. Это приводит к необходимости коррекции используемых ранее подходов к эквивалентированию генерирующего оборудования в модели генерирующей мощности.

Генерирующие агрегаты представляют собой сложный элемент ЭЭС; кроме полного отказа (прекращение выдачи мощности) они могут переходить в состояние частичного отказа, продолжая работать, но с пониженной мощностью. Кроме того, агрегаты могут периодически останавливаться для проведения плановых ремонтов. Наиболее важными характеристиками, необходимыми для модельного, вероятностного описания генерирующей части ЭЭС, являются показатели интенсивности отказа λ и восстановления μ, а также полученные на их основе вероятности отказа q и работоспособного состояния p агрегатов.

Если предположить, что для описания процесса службы агрегата справедлива надежностная модель с двумя состояниями (отказ, работа), то вероятность отказа может быть определена выражением:

$$q = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \approx \frac{T_{\text{в}}}{(T_{\text{п}}+T_{\text{в}})} \quad (1)$$

где $T_{\text{в}}$, $T_{\text{п}}$ – соответственно число часов вынужденного простоя и работы агрегата.

Основу методики оценки показателей балансовой надежности как концентрированной ЭЭС, так и многозонной, в которой концентрированная ЭЭС, является территориальной зоной, составляют вероятностные характеристики величин мощностей, находящихся в аварийном простое. Эти характеристики в работах [1, 4, 6] были названы вероятностными рядами аварийного снижения генерирующей мощности.

В настоящее время нет каких-либо ограничений вычислительного характера для введения различного рода упрощений [3, 6] поэтому их формирование, заключается в последовательном разложении бинома:

$$(p_i + q_i)^{n_i} \quad (2)$$

где n_i – число однотипных (однородных) агрегатов i-ой группы.

Если концентрированная ЭЭС (территориальная зона многозонной ЭЭС) состоит из m групп однотипных агрегатов с количеством агрегатов в каждой группе $n_1, n_1, \ldots, n_m$, то вероятности различных состояний агрегатов, вызванных их аварийными выходами, могут быть получены из разложения биноминального выражения:

$$(p_1 + q_1)^{n_1} \cdot (p_2 + q_2)^{n_2} \cdot \ldots \cdot (p_i + q_i)^{n_i} \cdot \ldots \cdot (p_m + q_m)^{n_m} = 1 \quad (3)$$

Для определения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности концентрированной (территориальной зоны) ЭЭС необходимо суммировать вероятности состояний, соответствующие одним и тем же значениям снижения генерирующей мощности при разложении биномиального выражения (3). Для упрощения вычислительного процесса необходимо заранее выбрать некоторую расчетную ступень мощности ε, например равную мощности наименьшего агрегата, чтобы единичные мощности ΔG других агрегатов системы были кратны ей. Этот процесс вычисления рядов вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности, довольно легко алгоритмизируется. Тем не менее, их получение для реального состава генерирующего оборудования ЭЭС встречает некоторые трудности, связанные как с быстродействием, так и с объемом оперативной памяти ЭВМ.

Для построения достаточно точных рядов вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности [2] необходимо введение понятия ступени генерирующей мощности ε, кратной всем единичным мощностям ΔG агрегатов ЭЭС. Поэтому естественным упрощением построения рядов вероятностей является сведение реально существующего оборудования ЭЭС к некоторому «агрегированному» с единичной мощностью ΔG, кратной заранее выбранной ступени мощности ε, и превышающей мощность наименьшего агрегата.

Двухэтапный процесс эквивалентирования состоит во первых в построении линейки генерирующих мощностей с j количеством диапазонов, кратных заранее выбранному шагу ε. Мощности в ней непривязываются к реальным мощностям генераторов системы ($P_{экв j}$). Происходит агрегирование генераторов по диапазонам (i* ε - ε /2)<i* ε ≤(i* ε + ε /2), где i изменяется от 1 до j. На втором шаге Определяются показатели готовности, нормы на проведение капитальных и текущих ремонтов для генератров одного типа. В ходе анализа было выявлено что незначительное влияние на результирующие ряды вероятностей аварийного выхода агрегатов территориальных зон ЭЭС и, следовательно, на показатели их балансовой надежности достигается при агрегировании генераторов с разницей по авараийности в пределах 30%. В процессе этого этапа нормы аварийности агрегатов формируются согласно формуле

$$q_{\text{экв}j} = \frac{\sum_{i=1}^{n} q_i \cdot P_i}{P_{\text{экв}j}},$$

где $q_{\text{экв}j}$ – норма аварийности для выбранной эквивалентной мощности $P_{экв j}$, q_i и P_i - нормы аварийности и мощности i агрегата входящего в j-ю группу. Аналогично выполняется уточнение норм на проведение капитальных и текущих ремонтов.

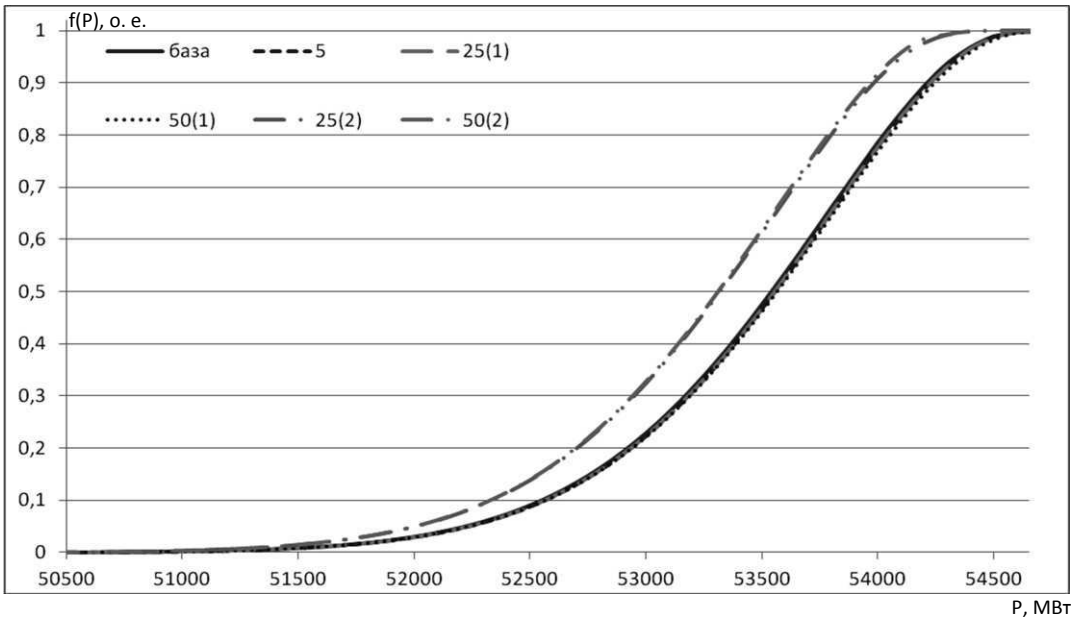


Рис. 1. Функций вероятностей снижения генерирующей мощности

Рассмотрим три разнородные по составу зоны. Первая имеет установленную мощность в 54660 МВт и включает большой набор различного генерирующего оборудования мощностью от

1200 МВт до 25 МВт. Вторая зона состоит по большей части из генераторов 600-640 МВт и малой мощности (25-150 МВт) с общей установленной мощностью 7930 МВт. Состав третьей зоны представляет генераторы единичной мощностью от 50 МВт до 640 МВт. Установленая мощность 2225 МВт.

На рис. 1 изображены функции снижения генерирующей мощности для первой зоны. Исходный вариант обозначен сплошной линией с обозначением «база». Варианты обработки исходного набора генерирурующего оборудования указаны в скобках цифрами 1 и 2 (1 – предложенный вариант, 2 – метод двух моментов [3]). Величины перед скобками показывают шаг ε для которого проводилось эквивалентирование.

Видно что предложенный вариант очень близок к эталонному, чего нельзя сказать о варианте два, где расхождение порой достигает 46%.

Рассмотрим влияние агрегирования на показатели надежности. В качестве величин относительно которых производится сравнение будем использовать интегральную вероятность появления дефицита мощности ($J_Д$) в системе и уровень резерва в зоне.

Таблица 1. Процент изменения нагрузки/$J_Д$ в зоне по отношению к исходному для различного уровня резерва

Шаг мощ-ности	Процент изменения нагрузки/$J_Д$ по отношению к исходному для уровня резерва в зоне,%								
	1			2			3		
	4%	7%	10%	4%	7%	10%	4%	7%	10%
5	-0,1/ -1,25	-0,04/ -0,01	-0,04/ -0,001	0,07/ -0,96	0,07/ -0,68	0,08/ -0,42	0,05/ -0,48	0,05/ -0,31	0,06/ -0,18
25 (1)	-0,15/ -1,74	-0,12/ 1,75	-0,12/ -0,001	0,07/ 2,14	0,15/ -1,27	0,08/ -0,71	0,06/ 1,37	0,09/ -0,96	0,03/ 0,027
25 (1) эквив	0,18/ -1,6	0,2/ -2,02	0,2/ 0,001	0,07/ 3,17	0,15/ -0,86	0,08/ -1,02	0,02/ 1,98	0,12/ 1,02	0,04/ -0,74
25 (2)	4,5/ 7,1	4,8/ 8,7	4,8/ 7,5	4,7/ 9,1	4,9/ 10,8	4,8/ 11,3	6,7/ 17,5	7,1/ 20,1	7,2/ 20,2
50 (1)	0,78/ -1,55	0,8/ -1,82	0,8/ 0,001	-0,1/ 0,86	0,01/ 2,3	-0,05/ 2	-0,08/ 1,32	0,23/ -1,67	0,18/ -0,33
50 (1) эквив	0,78/ -1,96	0,8/ 0,001	0,8/ 0,001	-0,1/ 0,96	0,01/ 2,43	-0,05/ 2,22	0,09/ 0,86	0,05/ -1,02	-0,01/ 1,93
50 (2)	4,9/ 9,7	5,3/ 11,2	5,0/ 11,0	5,3/ 10,5	5,9/ 13,9	5,9/ 13,0	8,1/ 25,9	8,5/ 29,3	8,4/ 28,0

Таблица 1 демонстрирует минимальные изменения нагрузки (0,1%) и интегральной вероятности появления дефицита мощности (1,25%) в системе при переходе от исходного ряда генерирующего оборудования к обработаному при кратности расчетно шага в 5 МВт, при дальнейшем увеличении шага погрешность незначительно возрастает (0,8% и 4,02% соответственно). При этом предложенный алгоритм агрегирования ухудшает эту картину не более чем в 1,66 раза для относительных величин. В то время как второй метод показывает результаты заметно худшие (8,5% и 29,3% соответственно).

В следующей таблице показаны изменения нагрузки и резерва в зонах по отношению к исходному для различных величин $J_Д$. Следует заметить, что при определении показателя $J_Д$ использовался усредненный график нагрузки ЕЭС России. При выборе иных графиков результаты могут отличаться.

Таблица 2 демонстрирует не значительные изменения нагрузки (0,1%) и резерва (1,5%) в системе при переходе от исходного ряда генерирующего оборудования к обработаному при кратности расчетного шага в 5 МВт, при дальнейшем увеличении шага погрешность возрастает (0,87% и 2,83% соответственно). При этом предложенный алгоритм агрегирования ухудшает эту картину не более чем в 1,61 раза для относительных величин.

Второй метод показывает результаты менее близкие к исходному (5,7% и 8,5% соответственно).

Таблица 2. Процент изменения нагрузки/резерва в зоне по отношению к исходному для различной величины $J_Д$

Шаг мощности	Процент изменения нагрузки/резерва по отношению к исходному для величины $J_Д$ в зоне, о.е.								
	1			2			3		
	0,04	0,004	0,001	0,04	0,004	0,001	0,04	0,004	0,001
5	-0,06/ 1,5	-0,07/ 1,08	-0,09/ 0,67	0,19/ -0,09	0,09/ 0,001	0,14/ -0,26	-0,13/ 0,17	0,09/ 0,48	0,16/ -0,51
25 (1)	-0,04/ 0,008	-0,05/ 0,003	-0,05/ 1,67	0,13/ -0,09	0,59/ 0,007	0,69/ -0,77	0,11/ 0,005	0,38/ -0,18	0,61/ 0,51
25 (1) эквив	0,06/ 0,006	0,08/ 0,007	0,08/ 0,013	0,19/ -0,08	0,63/ -2,35	0,87/ -2,83	0,17/ 0,067	0,57/ -1,76	0,87/ 1,13
25 (2)	-3,7/ -5,6	-3,62/ -5,75	-3,98/ -8,1	-3,2/ -4,15	-3,9/ -5,2	-4,4/ -5,9	-5,15/ -7,2	-5,4/ -7,9	-5,3/ -7,7
50 (1)	0,76/ 1,75	0,83/ 0,011	0,87/ 0,003	0,03/ -0,09	0,16/ -0,67	0,64/ -2,57	0,05/ 0,033	0,22/ 0,74	0,63/ -2,13
50 (1) эквив	0,76/ 2,5	0,83/ 0,004	0,88/ 0,005	0,03/ 0,092	0,016/ -0,07	0,66/ -2,57	0,04/ 0,088	0,013/ 0,04	0,56/ -2,91
50 (2)	-3,8/ -5,7	-3,71/ -5,92	-4,1/ -8,2	-3,25/ -4,2	-4,0/ -5,4	-4,6/ -6,2	-5,3/ -7,4	-5,7/ -8,5	-5,7/ -8,3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время постоянного роста вычислительных мощностей электронно-вычислительной техники пренебрегать повышением точности получаемого результата при минимальных дополнительных временых затратах не целесообразно. Одним из наиболее простых способов добиться повышения точности показателей балансовой надежности является улучшение алгоритма эквивалентирования генерирующего состава оборудования. Иследования показали, что при использовании предложенного алгоритма падение точности относительно эталона не превышали 2%, чего нельзя сказать про метод двух моментов, где для зон с малым разнородным составом оборудования ошибка достигала 29%. На основе этих исследований данный алгоритм обработки генерирующего оборудования внедрен в программно-вычислительный комплекс «ОРИОН-М».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.

2. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. 176 с.

3. Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. 210 с.

4. BillintonR., RonaldN.,AllanR.N. ReliabilityEvaluationofPowerSystems - Springer, NewDelhi, 2006 – 536 p.

5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М.Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. − 352 с.

6. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. − М.: Наука, 1986. − 117 с.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ И УЩЕРБА ОТ НЕНАДЕЖНОСТИ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ[1]

А.И. Юлдашева, А.В. Малафеев
ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

В нашей стране промышленность потребляет около двух третей всей вырабатываемой электроэнергии. Возрастают мощности, потребляемые предприятиями и отдельными электроприемниками. В связи с этим повышаются требования к надежности, экономичности, к удобству и безопасности эксплуатации и к качеству электроэнергии. В первую очередь надежность электроснабжения промышленного предприятия определяется бесперебойностью подачи электроэнергии от источников питания. Последние должны поэтому иметь простую, гибкую в эксплуатации и надежную схему первичных соединений.

Анализ существующих методов оценки надежности и основных программных продуктов, используемых в электроэнергетике, показал, что применение их к таким объектам, как система электроснабжения промышленного предприятия с сочетанием сложнозамкнутых и разомкнутых сетей, является затруднительным. Т.о., задача разработки метода расчета эквивалентных показателей надежности и на его основе программного комплекса с целью его применения в задаче анализа надежности систем электроснабжения крупных промышленных предприятий является на сегодняшний день актуальной.

Расчет показателей надежности

На начальном этапе производится расчет установившегося режима на основе метода последовательного эквивалентирования, разработанного на кафедре ЭПП МГТУ им. Г.И. Носова [1]. Расчет установившегося режима необходим для дальнейшего учета направления потоков мощности при расчете показателей надежности. Данная процедура позволяет исключить из расчетной схемы элементы, не участвующие в передаче электроэнергии какому-либо определенному потребителю. На рисунке 1 приведен пример расчетной схемы для определения направления потоков мощности для выбранного потребителя (на рисунке – нагрузка Н1).

В программном модуле организован рекурсивный обход расчетной схемы, начиная с выбранного элемента. Для каждой связи с соседними элементами определяется комплексный поток мощности. Если направление потока мощности положительное, то для текущего элемента устанавливается флаг, и впоследствии данный элемент будет участвовать в расчете эквивалентных показателей надежности. Производится полный обход схемы, если в результате выявляются элементы, для которых направление потока мощности отрицательное, то такие элементы исключаются из структурной схемы для расчета надежности. В приведенном на рисунке 1 примере из расчетной схемы исключается элемент «г».

[1] Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант № НК 14-07-00200\14

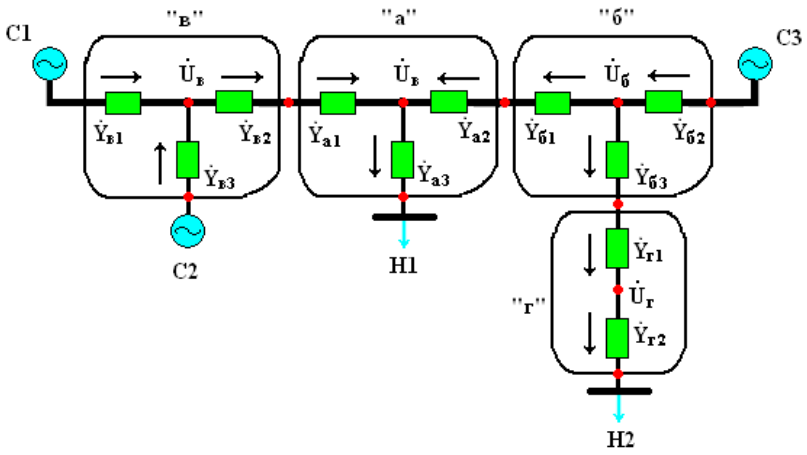


Рис. 1. Расчетная схема

Кратко рассмотрим пример расчета показателей надёжности.

Для определения показателей надёжности аналитическим методом составляется структурная схема соединения элементов, отражающая логику связей элементов с точки зрения надёжности работы всей системы. Так для схемы электроснабжения металлургического комбината (рисунок 2) составлена структурная схема соединения элементов – воздушных линий (ВЛ), выключателей (В), трансформаторов (Т), генераторов (Г) и системы (С), на рисунке 3 приведена упрощенная структурная схема (знак «*» - обозначает параллельное соединение, «+» - последовательное, так например, надпись «2В+ВЛ» обозначает последовательное соединение двух выключателей и линии).

При преобразовании структурной схемы, также как и при расчете режима, используется метод последовательного эквивалентирования. Данный метод основан на процедуре замены n-лучевой звезды n-угольником с диагоналями, позволяющей на каждом последующем шаге эквивалентирования сократить количество элементов на один. В рассматриваемом примере для дальнейшего преобразования схемы (рисунок 3) исключается узел «0», при этом схема 4-лучевой звезды, состоящей из элементов 1, 2, 3, 4, заменяется схемой 4-угольника и элементы 1, 2, 3, 4 заменяются элементами 12, 13, 14, 23, 24, 34 (рисунок 4).

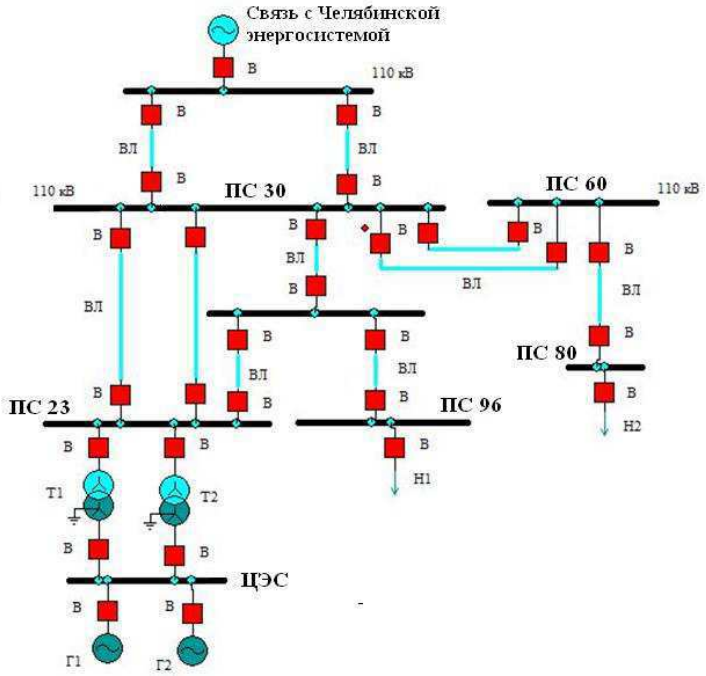


Рис. 2. Фрагмент схемы электроснабжения металлургического комбината

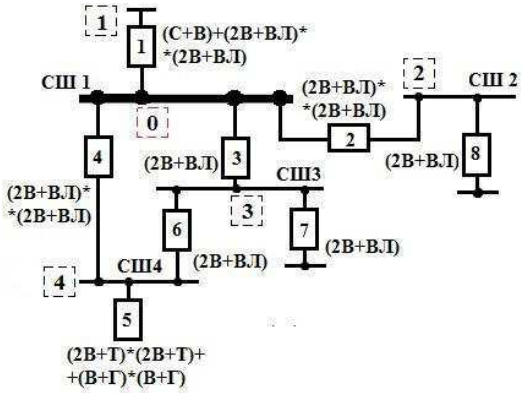


Рис. 3. Упрощенная структурная схема по надежности

Расчет вероятностей безотказной работы для сторон и диагоналей эквивалентного многоугольника в составе преобразованной структурной схемы электрической сети осуществляется путем численного решения системы уравнений, связывающих параметры исходной многолучевой звезды и эквивалентного многоугольника. Для расчета используется метод Ньютона. Более подробно алгоритм описан в [2,3]. Алгоритм реализован в программном комплексе (ПК) «КАТРАН» [4].

Для определения значений интенсивности отказа и времени восстановления системы составляется система уравнений с учетом соотношений, приведенных в [5]:

$$\mathbf{\Lambda_{ij} = Q_{ij} \cdot \lambda_{ij}},$$

отсюда $\mathbf{\lambda_{ij} = Q_{ij}^{-1} \cdot \Lambda_{ij}}$. Здесь элементы матриц, входящих в уравнение: $\Lambda_{ij} = \lambda_i + \lambda_j$, $Q_{ij} = 1 - p_{ij}$.

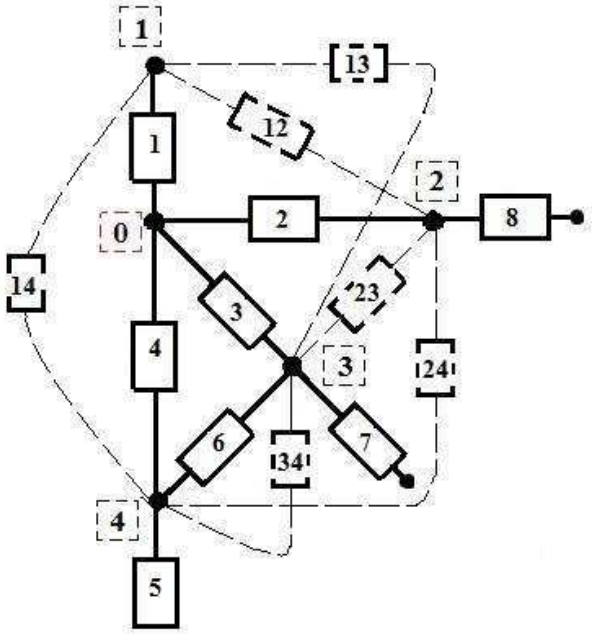


Рис. 4. Преобразованная схема после исключения узла «0»

На основании полученных эквивалентных значений вероятностей безотказной работы $p_{экв}$ и интенсивностей отказов $\lambda_{экв}$ определяется эквивалентное время восстановления:

$$T_{в.экв} = \frac{1 - p_{экв}}{\lambda_{экв}}.$$

Созданный на основе предложенного алгоритма блок расчета структурной надежности в ПК «КАТРАН» позволяет проводить сопоставление различных вариантов схем на основе показателей надежности. Для участка схемы электроснабжения металлургического комбината (рисунок 2) был произведен расчет показателей надежности при различных

режимах работы; результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета показателей надежности с помощью ПК «КАТРАН»

Режим работы	$p_{экв}$	$\lambda_{экв}$, 1/ч	$T_{в.экв}$, ч
Нормальный	0,9967	0,006614	0,49894
Отказ: 2В	0,9945	0,006832	0,80504
Отказ:1ВЛ, 2В Ремонт: 2 В	0,9908	0,007302	1,25993

Оценка ущерба

В общем случае ущерб от ненадежности схем складывается из системного ущерба, ущерба конкретного потребителя и ущерба от недовыработки электроэнергии станцией. Системный ущерб складывается из ущерба от снижения частоты в электроэнергетической системе и ущерба потребителей, отключенных АЧР, а также затрат на создание ремонтного резерва мощности в ЭЭС при длительном запирании генерирующей мощности на электростанции в ремонтных режимах.

Для схемы (рисунок 3) на основе рассчитанных с помощью ПК «КАТРАН» показателей надежности можно оценить ущерб от нарушения электроснабжения $У_H$ с учетом технологических особенностей потребителей промышленного предприятия:

$$У_H = У_0 \cdot \Delta P \cdot T_{в.экв};$$

где $У_0$ – удельный ущерб, зависящий от вида производства, руб./кВт·ч; ΔP – снижение нагрузки потребителя, кВт; $T_{в.экв}$– среднее время восстановления системы, ч.

Особенностью крупных промышленных предприятий является наличие собственных электростанций. Надежность электроснабжения потребителей, получающих питание от собственных электростанций предприятия, во многом определяется надежностью работы генерирующего оборудования. Для таких потребителей в качестве основного критерия балансовой надежности предлагается оценка ущерба от недовыработки электроэнергии в случае полной остановки работы оборудования станции. В таком случае электроэнергию придется покупать по более высокой цене, при этом ущерб от недовыработки электроэнергии собственными электростанциями $У_{СТ}$ определяется:

$$У_{СТ} = (C_g - C_p) \cdot \Delta P_{СТ} \cdot T_{в.экв};$$

где $(C_g – C_p)$ – разница между стоимостью электроэнергии, вырабатываемой собственными электростанциями C_g и покупной электроэнергией C_p, руб/кВт·ч; $\Delta P_{СТ}$ – недовыработка электроэнергии станцией за время $T_{в.экв}$, кВт.

Значения ущерба от нарушения электроснабжения $У_H$ и от недовыработки электроэнергии собственными станциями $У_{СТ}$ являются основными составляющими ущерба для рассматриваемого объекта. В таблице 2 приведены некоторые результаты расчета ущерба. При расчете приняты следующие значения: $У_0$=18,3 руб./кВт·ч [6], ΔP= 100 МВт , $\Delta P_{СТ}$=290 МВт.

Таблица 2. Результаты оценки ущерба для участка схемы электроснабжения крупного металлургического предприятия

C_g, руб/кВт·ч	C_p, руб/кВт·ч	$T_{в.экв}$, ч	$У_{СТ}$, руб	$У_H$, руб
1,1	2,39	0,49894	186653	89809

На основе произведенных расчетов были даны рекомендации для повышения надежности схемы электроснабжения предприятия. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предложенный подход позволяет выполнять расчет основных показателей надежности для различных схем. На основе полученных показателей и рассчитанных на их основе ущербов для потребителей электроэнергии и местных генерирующих источников возможно проводить сопоставление различных вариантов нормальных и ремонтных эксплуатационных схем при реконструкции сети или планировании режима. Учет направления потоков мощности позволяет просчитывать

планируемые эксплуатационные режимы как с учетом оперативной конфигурации схем, так и с учетом изменения нагрузок. Разработанные алгоритм, модуль в составе ПК «КАТРАН», подход к оценке надежности внедрены в практику эксплуатации на ОАО «ММК».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Игуменщев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2008. – №6. – С. 16-22.

2. Малафеев А.В., Юлдашева А.И., Кочкина А.В., Панова Е.А. Расчеты структурной надежности системы электроснабжения крупного промышленного предприятия в задачах планирования режимов и перспективного развития // Электроэнергетика глазами молодежи: Науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. – В 2 т. – Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013 г.– Т. 1. – С. 534-539.

3. Юлдашева А.И., Малафеев А.В. Вычислительная эффективность алгоритма расчета показателей надежности // Электротехнические системы и комплексы: междунар. сб. науч. трудов. – Вып. 21.- Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013.- С. 71-74.

4. А.с. 2012612069 РФ. Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0»/ В.А. Игуменщев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова, А.В. Хламова, В.М. Тарасов, Е.Б. Ягольникова, Н.А. Николаев, В.В. Зиновьев. – ОБ ПБТ, 2012, №2. – С. 500-501.

5. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.– Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.

6. Мамонтов А.Н. Повышение эффективности электроснабжения непрерывных производств на основе динамической компенсации амплитудных искажений напряжения: Автореф. дис. ... канд. техн. наук / Липецкий государственный технический университет. Липецк, 2011. – 19 с.

Научный руководитель: А.В. Малафеев, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий.

ОПТИМИЗАЦИЯ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО НЕСКОЛЬКИМ КРИТЕРИЯМ КАЧЕСТВА

М.В. Одинцов, Н.В. Коровкин, Д.А. Акимов

ФГАОУ ВО НИУ «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Введение

Задача оптимизация режимов энергосистем является актуальной задачей в электроэнергетике, т.к. ставит цель обеспечить надежное электроснабжение потребителя электрической энергией требуемого качества при минимально возможных эксплуатационных затратах [1].

Традиционно [1,2] задача оптимизации установившегося режима формулируется в виде задачи однопараметрической оптимизации с ограничениями в виде неравенств. В качестве целевой функции выступают затраты на производство и передачу электроэнергии, в виде ограничений – диапазон изменения активной и реактивной мощности генерирующих источников [1,2], ограничения потоков активной мощности по контролируемым сечениям, токовая загрузка элементов сети, уровни напряжения в узлах и иные технические ограничения.

Подход к оптимизации режимов как к скалярной задаче оптимизации издержек с ограничениями представляется устаревшим, т.к. режим энергосистемы имеет разные критерии оптимального управления – технические, экономические, рыночные. Данные характеристики отражают представление об оптимальности текущего режима и в большинстве случаев не могут быть сведены к одному скалярному критерию качества. Поэтому оптимизация установившегося режима энергосистемы целесообразно проводить с использованием многокритериальных методов оптимизирующих векторный критерий.

В зарубежной литературе активно рассматриваются вопросы многокритериальной оптимизации режимов энергосистем [3], обычно в качестве критериев выбираются экономичность и надежность. В [4] рассматривается задача оптимизации режима по двум критериям: минимуму приведенных затрат и отклонения напряжения, в [5] дополнительно учитывается экологические факторы. Активно исследуется возможность применения многокритериальной оптимизации для проектирования изолированных энергосистем с распределенными [6] и возобновляемыми [7] источниками электроэнергии, для которых ключевым показателем является баланс между затратами на сооружение и надежностью электроснабжения потребителей.

Понятие многокритериальной оптимизации и ее преимущества при принятии решений

Многокритериальная (или векторная) оптимизация состоит в одновременной оптимизации двух и более не сводимых друг к другу целевых функций (критериев) в заданной области определения. Принципиальными понятиями многокритериальной оптимизации являются понятия эффективного решения и множества Парето. Решение называется эффективными, если для него в области определения отсутствуют решения, которые превосходят его хотя бы по одному критерию и не хуже по всем остальным. Множество Парето – это множество эффективных решений. Образ множества Парето в пространстве критериев называется множеством эффективных оценок [8].

Выбор решения из множества Парето осуществляется лицом принимающим решения (диспетчером, проектировщиком) и основывается на его субъективной оценке критериев качества и их взаимосвязи между собой. Важно, что этот субъективизм существенно отличается от субъективизма при использовании, например, метода линейной свертки. Множество Парето представляет лицу принимающему решение для выбора все возможные оптимальные решения и только их, в то время как методы линейной свертки, главного критерия и минимаксный метод предлагают лишь одно решение при не ясной связи между качеством решения и значениями субъективно выбранных весовых коэффициентов.

Многокритериальная оптимизация на примере фазоповоротного трансформатора на ПС 500 кВ Ульке

Рассмотрим выбор настроек ФПТ установленного на ПС 500 кВ Ульке в Актюбинском районе Казахстана [9], одного из немногих эксплуатируемых на территории СНГ ФТП, как задачу многокритериальной оптимизации. Актюбинский район является дефицитным и его электроснабжение осуществляется по ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке и трем ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке, Орская – Кимперсай и Орская – Актюбинская, причем ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке (Казахстан) шунтирована тремя вышеупомянутыми российскими ВЛ 220 кВ. Параллельная работа сетей 220 и 500 кВ приводит к существенному недоиспользованию линии 500 кВ и перегрузке российских линий.

ФПТ обеспечивает регулирование потоков активной мощности по сети 500 и 220 кВ за счет изменения коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН (РПН ±8×1,5%) и возбуждающей и регулировочной обмотками (РПН +16×6,25%)

При таком устройстве ФПТ доступно 289 различных значений настроек, т.к. оба устройства РПН обеспечивают по 17 различных положений. Поэтому при выборе оптимальных настроек ФПТ на ПС 500 кВ Ульке можно найти множество Парето перебором при любом числе критериев. При увеличении числа входных переменных количество возможных решений растет экспоненциально, что исключает возможность перебора и

требует использования специальных алгоритмов многокритериальной оптимизации [10]. Для многокритериальной оптимизации настроек ФПТ, установленного на ПС 500 кВ Ульке, в качестве рассматриваемых критериев оптимальности (целей) выбраны:

1. максимизация потока по ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке;
2. минимизация потерь активной мощности в сетях 110 кВ и выше Актюбинского района;
3. минимизация отклонения напряжения в узлах нагрузки Актюбинского района.

Расчет установившихся режимов выполнен программно-вычислительным комплексом «RastrWin» (www.rastrwin.ru). Расчетная схема включает в себя однолинейную схему замещения сети 110 кВ и выше ОЭС Сибири, ОЭС Урала и ЭС Казахстана, сформированную по данным контрольных замеров за 2013 г. Параметры однолинейной схемы замещения ФПТ на ПС 500 кВ Ульке рассчитываются согласно [9]. Расчетная схема содержит 1598 узлов, 2518 ветвей, общая нагрузка − 79,2 ГВТ, нагрузка Актюбинского района − 712 МВт.

При использовании только критериев 1 и 2 множество Парето содержит 100 элементов (рис.1) и относительно велико, так как данные критерии конфликтуют: увеличение потока активной мощности приводит к увеличению потерь. При меньших номерах отпаек ВДТ регулирование можно проводить ступенчато (большая дискретность), при этом за счет изменения отпаек АТ можно регулировать потери мощности. При больших номерах ВДТ регулирование потока мощности можно производит с меньшей дискретностью, при этом одной величине потока активной мощности может соответствовать несколько различных комбинаций положений РПН ВДТ и АТ, однако оптимальным будет только одна из комбинаций. Для потока мощности по ВЛ 500 кВ равным 250 МВт для этой задачи снижение потерь при выборе оптимального по Парето решения составит 0,7-1,7 МВт (4-10%).

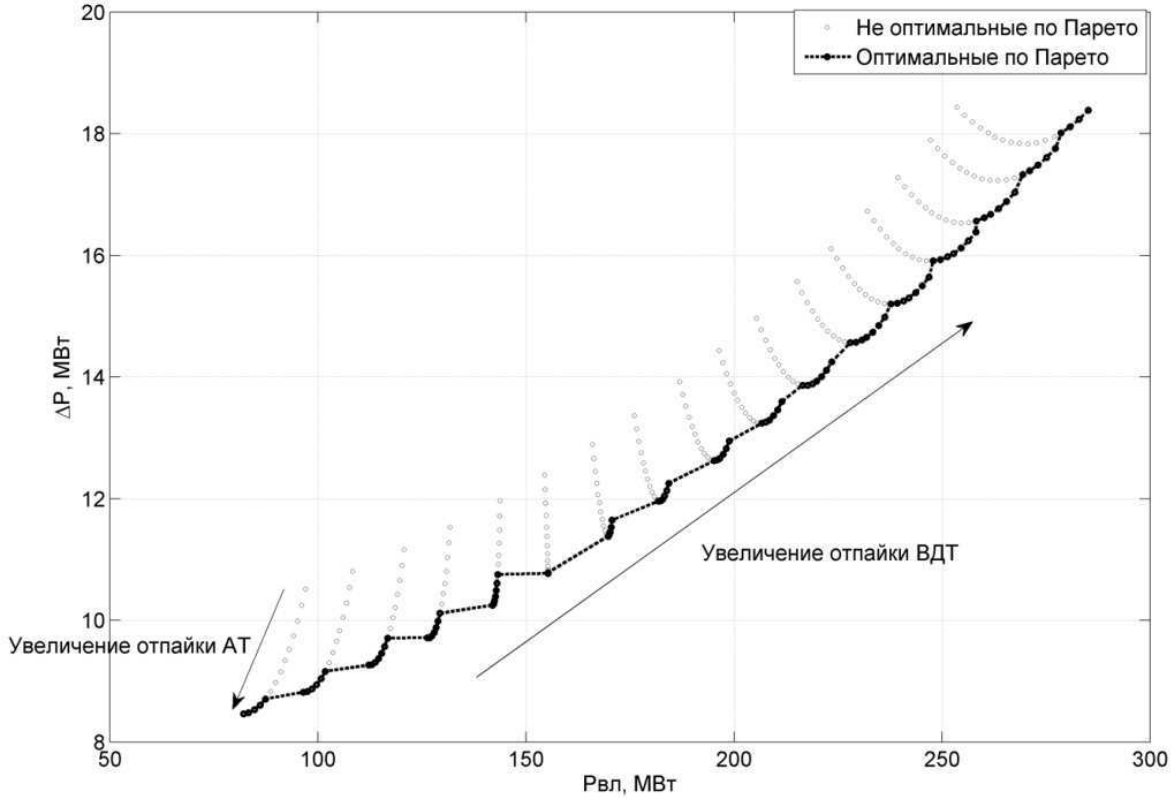


Рис.1. Множество эффективных оценок для критериев 1 и 2

На рис. 2,а участок 1 множества эффективных оценок соответствует максимальной отпайке ВДТ (+16), обеспечивающей максимальный поток мощности по ВЛ 500 кВ, отклонение напряжение регулируется изменением отпаек АТ от −8 до +8, меньшие отпайки соответствуют меньшему потоку мощности при снижении отклонения напряжения. Участок 2 множества эффективных оценок соответствует минимальной отпайке АТ(−8) при

изменении отпаек ВДТ от 11 до 16, при уменьшении отпаек ВДТ происходит снижение потока мощности при незначительном отклонении напряжения.

На рис. 2,б участок 1 множества эффективных оценок соответствует минимальной отпайке ВДТ (0), обеспечивающей минимальный поток мощности по ВЛ 500 кВ и, как следствие, минимальные потери. Отклонение напряжение регулируется изменением отпаек АТ от −8 до +5, при дальнейшем увеличении номера отпайки АТ потери растут из-за уравнительных потоков реактивной мощности. Участок 2 множества эффективных оценок соответствует минимальной отпайке АТ(−8) при изменении номера отпайки ВДТ от 0 до 11. Увеличение отпайки ВДТ ведет к увеличению потока мощности и увеличению потерь при незначительном снижении отклонения напряжения.

Участки 1 множества эффективных оценок на рис. 2,а и 2,б оптимальны с точки зрения управляемости для выбора текущих настроек, т.к. обеспечивает изменение контролируемых критериев вдоль множества эффективных оценок Парето. Участки 2 представляют собой практически горизонтальную линию, хотя решения, составляющих их, и входят во множество Парето, однако работать при таких настройках не следует, т.к. незначительное изменение режима или настроек ФПТ способно привести к резкому ухудшению одного из критериев (резкий рост потерь). Стоит отметить, что при скалярной оптимизации ΔU→min в качестве оптимального решения будет получаться решение, лежащее на участке 2 и с максимальными потерями или наименьшим потоком мощности по ВЛ 500 кВ. Пожертвовав незначительным уменьшением отклонения напряжения можно получить заметное снижение потерь или увеличение потока мощности по ВЛ 500 кВ.

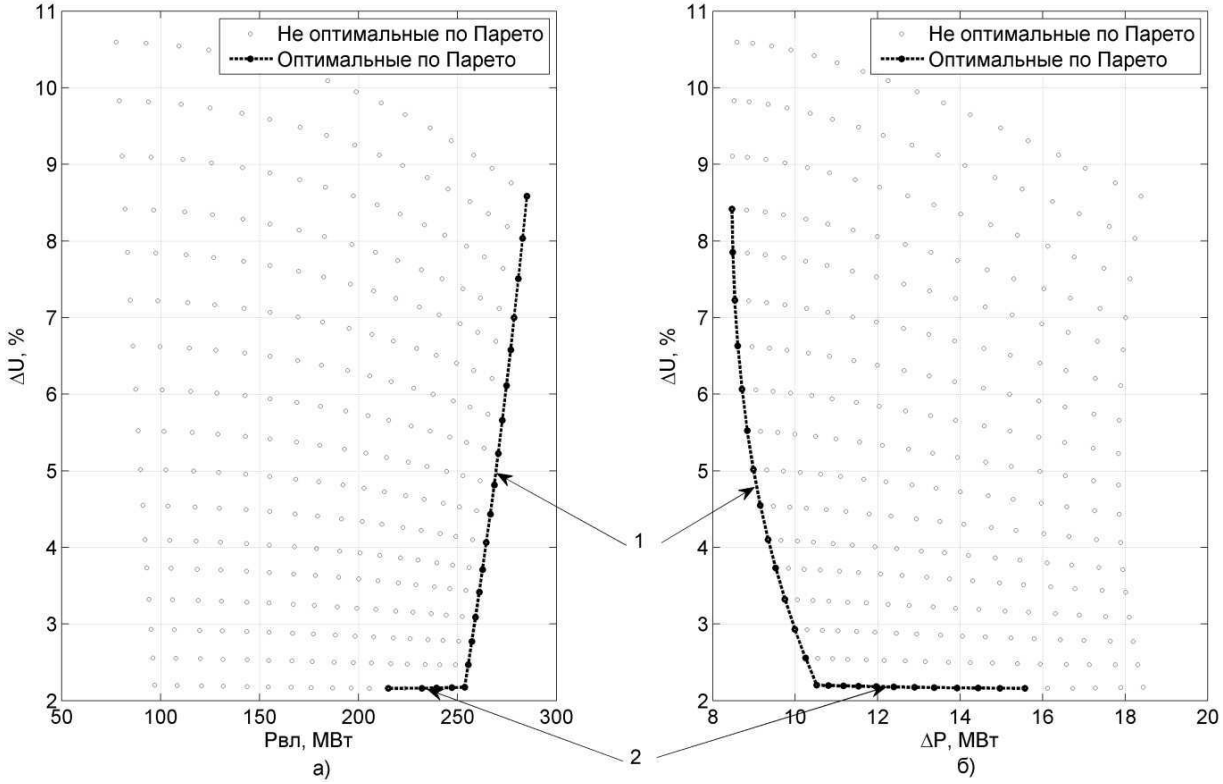


Рис.2. Множество настроек ФПТ в пространстве критериев и множество эффективных оценок

ВЫВОДЫ

Для ФПТ, установленного на ПС 500 кВ Ульке, рассмотрен выбор оптимального режима работы ЭЭС по векторному критерию. Показано, что анализируя форму множества Парето можно сузить множество эффективных решений. В итоге определен диапазон настроек, в рамках которого необходимо осуществлять регулирование ФПТ.

Показано, что многокритериальная оптимизация упрощает процесс принятия решений для диспетчера за счет рассмотрения только оптимальных решений и большей, чем при скалярной оптимизации, свободы выбора. Визуализация множества Парето позволяет быстро

и на интуитивном уровне и в числах оценить зависимость между значениями критериев, что способствует принятию эффективных решений. По результатам исследования можно сделать вывод о целесообразности использования векторного критерия качества для оптимизации режимов энергосистем и принятия решений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 592 стр.;
2. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1990. 352 с.;
3. Van Hertem D., Rimez J., Belmans R. Power Flow Controlling Devices as a Smart and Independent Grid Investment for Flexible Grid Operations: Belgian Case Study. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 4, No. 3, September 2013, pp.1656-1664;
4. Lukomski, R.; Wilkosz, K. Optimization of reactive power flow in a power system for different criteria: Stability problems, Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), 2013 8th International Symposium on , 23-25 May 2013, pp.1-6;
5. Asghari, M.; Mohammadi, J. Fuzzy Multi-Objective OPF Considering Voltage Security and Fuel Emission Minimization, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific , 27-29 March 2012, pp.1-6;
6. Lombardi, P.; Stotzer, M.; Styczynski, Z.; Orths, A. Multi-criteria optimization of an energy storage system within a Virtual Power Plant architecture, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE , pp.1-6, 24-29 July 2011;
7. Xu, Daming; Kang, Longyun, Multi-criteria Optimization of Off-grid Renewable Energy Systems, Telecommunications Energy Conference 'Smart Power and Efficiency' (INTELEC), Proceedings of 2013 35th International , pp.1-5, 13-17 Oct. 2013;
8. Черноруцкий И.Г. Методы принятия решений. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 408 с.;
9. Евдокунин Г.А. ФТП впервые в СНГ применен в Казахстане. Новостиэлектротехники, 2008. №6(48). С. 38-41;
10. Korovkin N., Odintsov M., Belyaev N., Frolov O., Hayakawa M. Various approaches to problems of multicriteria optimization processes of EPS, Proc. of EMC'14/Tokyo, 2014 Int. Symp. on EMC, Tokyo, May 12-16, 2014, p. 418-421.

АЛГОРИТМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ТИРИСТОРНЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС

А.В. Тихонов

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Введение

Актуальной проблемой функционирования («узким местом») единой энергетической системы (ЕЭС) России является недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих ЛЭП. Экономически крайне невыгодно строительство дополнительных линий для увеличения пропускной способности по сечениям и с целью повышения надёжности системы. Возможным решением может стать использование существующих линий электропередач, но с приданием им активно-адаптивных свойств («управляемые линии») за счёт использования современной силовой электроники позволяющий управлять потоками реактивной мощности, регулировать напряжение, изменять загрузку линий и т.д.

Одним из таких устройств являются гибкие системы передачи переменного тока, так называемые устройства FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System). FACTS

является одной из наиболее перспективных электросетевых технологий, суть которой состоит в том, что электрическая сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии превращается в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей. Разработка математических моделей электроэнергетической системы (ЭЭС) с учетом новых устройств, т.е. включение этих устройств в схему замещения при оценивании состояния (ОС) ЭЭС, является актуальной задачей [1].

Одним из видов устройств FACTS являются статические тиристорные компенсаторы (СТК). Это многофункциональное статическое устройство, обеспечивающее плавное или ступенчатое изменение потребляемой и (или) выдаваемой им реактивной мощности на шинах его подключения. Основу СТК составляют накопительные элементы (емкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

На сегодняшний день широко описаны модели FACTS при решении задачи расчёта установившегося режима (УР) [2], но практически отсутствуют для задачи оценки состояния ЭЭС. В данной работе будет рассмотрено включение моделей СТК в задачу оценивания состояния ЭЭС.

2. Моделирование СТК при расчёте УР

В общем случае устройство СТК состоит из включаемого тиристором конденсатора (ВТК) и управляемого тиристором реактора (УТР). Возможны и другие комбинации устройств, например, выполненный отдельно УТР или ВТК. Устройство СТК может потреблять или генерировать реактивную мощность с целью управления некоторыми заданными параметрами (обычно напряжением в некоторой точке сети). В данной работе будет рассмотрено моделирование СТК, состоящего только из УТР.

Плавное управление реактивной мощностью в таких устройствах осуществляется изменением угла открытия тиристоров реактора. Чтобы задать проводимость и держать заданное напряжение в узле, необходимо определить угол α. Проводимость $b_{CTK}(\alpha)$ рассматриваемого нами устройства СТК, связывающая составляющую тока и напряжения, может быть записана как [3]:

$$b_{CTK}(\alpha) = -\frac{1}{\omega L}\left(1 - \frac{2}{\pi}\alpha - \frac{1}{\pi}\sin 2\alpha\right) \quad (1)$$

Учитывая, что $\frac{1}{\omega L} = X_L$ и $\frac{1}{X_L} = b_L$, преобразуем (1) к виду:

$$b_{CTK}(\alpha) = -\frac{b_L}{\pi}\left[2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha\right] \quad (2)$$

Выражение (2) входит в уравнение для реактивной мощности устройства СТК:

$$Q_i = U_i^2 b_{CTK}(\alpha) \quad (3)$$

С учетом (2), (3) получаем выражение для вычисления реактивной мощности СТК:

$$Q_{i\,CTK} = -\frac{U_i^2 b_L}{\pi}\left(2\pi - 2\alpha + \sin 2\alpha\right),$$

которое используется в уравнении узлового баланса для реактивной мощности:

$$Q_i = Q_{i\,\Gamma} + Q_{i\,H} + \sum_{j \in \omega_i} Q_{ij} + Q_{i\,CTK}. \quad (4)$$

Были рассмотрены два алгоритма моделирования СТК при расчёте УР, предложенные в [3,4].

В первом алгоритме устройства СТК представлены в виде узла PU с последующим контролем величины проводимости – так называемая модель «генератор-проводимость». В случае нарушения ограничений по проводимости устройства, узел PU заменяется узлом

PQ с шунтом, величина проводимости которого равна предельной проводимости устройства СТК.

В [4] была рассмотрена альтернативная модель устройства СТК, которая позволяет избежать дополнительных итераций в ходе расчета УР, использующая угол управления α в качестве переменной состояния α.

3. Задача оценивания состояния ЭЭС

Оценивание состояния ЭЭС – это расчет параметров режима, выполненный по данным измерений [5]. Математическая постановка задачи ОС сводится к минимизации целевой функции

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) \qquad (5)$$

т.е. к поиску оценок вектора состояния $x = (\delta, U)$, включающего модули U и фазовые углы δ напряжений. В (5) $\bar{y}$ вектор измерений, R_y – диагональная матрица весовых коэффициентов, элементы которой обратны дисперсиям измерений.

Вследствие нелинейной зависимости $y(x)$, задача решается итеративно. При этом на каждой итерации решается нормализованная система уравнений относительно вектора поправок

$$\Delta x_k = \left[H_k^T R_y^{-1} H_k\right]^{-1} H_k^T R_y^{-1} \left[\bar{y} - y\left(x_k\right)\right], \qquad (6)$$

здесь $H_k = \frac{\partial y}{\partial x}$ матрица Якоби, вычисленная на k–той итерации.

4. Моделирование СТК при ОС ЭЭС

В первом алгоритме СТК моделируется шунтом переменной проводимости в узле с фиксированным напряжением. В зависимости от полученного значения проводимости определяется угол зажигания тиристора α.

Остановимся более подробно на алгоритме расчёта.

1. Фиксируем напряжение в узлах установки СТК на заданном уровне, задавая его измерением $\overline{U_i}$ с минимальной или нулевойдисперсией.
2. Выполняем оценивание состояния.
3. По полученной оценке $\hat{Q}_i$, используя формулу (3), вычисляем $b_{CTK}(\alpha)$.
4. Проверяем условие: $b_{CTK} > b_{CTK}^{max}$. Если оно выполняется, то задаём $b_{CTK} = b_{CTK}^{max}$, при этом $\alpha = \frac{\pi}{2}$. Выполняем ОС. Переход на п.8.
5. Если $b_{CTK} < b_{CTK}^{max}$, то можно вычислить управляющее воздействие – угол открывания тиристора α.
6. Вычисляем $C_i = \frac{b_{CTK}}{b_{CTK}^{max}}$.
7. Определяем угол открывания тиристора путем итерационного решения следующих уравнений: $f(x) = C_i - \sin(2x_i) + 2x_i$; $x_{(i+1)} = x_i - \sin(f(x)) \cdot 0{,}01$; $x = \alpha$; i – номер итерации.
8. Конец алгоритма.

Во втором алгоритме угол α задается в качестве компоненты вектора состояния и определяется непосредственно в процессе решения задачи ОС.

При расчёте поправок к вектору состояния хпо формуле (6), производная от измерения инъекции Q_i по напряжению U_i, берётся равной:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_i} = \sum_{j \in \omega_i} \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} + 2U_i b_{iш},$$

где $b_{iш}$ - проводимость узлового шунта.

При использовании в задаче ОС модели СТК с углом управления α реактивная мощность шунта определяется выражением (3) и в вектор состояния x вместо U_i, которое фиксируется, включается α.Производная от измерения инъекции в узле установки СТК по α_i ,будет равна:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i} = -\frac{U_i^2 b_L}{\pi}(-2 + 2\cos 2\alpha) = \frac{2U_i^2 b_L}{\pi}(1 - \cos 2\alpha) \qquad (7)$$

Алгоритмрасчёта.

1. В нужном узле i задаём проводимость b_{CTK} (по справочным данным $b_{CTK} = \frac{Q_{CTK}}{U_{CTK}^2}$);
2. Фиксируем напряжение в узле i на требуемой величине, задавая его измерением с нулевой (очень малой дисперсией). В векторе состояния x для этого узла включается α_i.
3. Задаём исходные приближения вектора x, в котором $\alpha_{i0} = \frac{\pi}{2}; U_{i0} = U_{iном}; \delta_{i0} = 0$.
4. Выполняем расчёт методом Ньютона[5], вычисляя поправки на итерациях по (6). При этом в матрице H в столбце производных $\frac{\partial Q_i}{\partial \alpha_i}$, будет один ненулевой элемент, вычисляемый по (7). В узле i обязательно должно быть задано измерение узловой инъекции Q_i (если $Q_{Гi} = 0$ и $Q_{Hi} = 0$, то узел задан транзитным).

5. Результаты расчётов

В качестве тестовой схемы, для апробации вышеизложенных методов, используется 19 узловая схема Иркутской энергосистемы, приведённая на рисунке1. Для включения в модель были использованы СТК мощность 35 Мвар на напряжении 10,5 кВ. СТК смоделирован на низкой стороне АТ ПС "Иркутская». Результаты расчётов приведены в табл. 1.

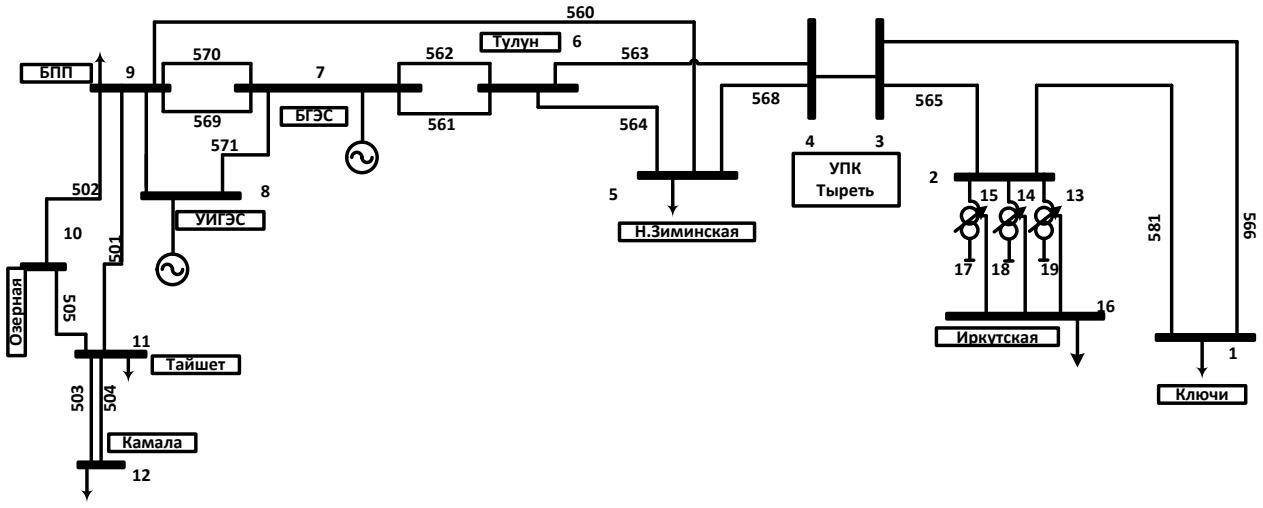


Рис. 1. Схема Иркутской энергосистемы

Таблица 1.

Результаты расчётов.

Узел	**Uизм**	**U ос**	δ	**P изм**	**P ос**	**Q изм**	**Q ос**	b_{CTK}	$\mathbf{C_i}$	α
№	кВ	кВ	град	МВт	МВт	МВар	Мвар	мкСим		
По первому алгоритму.										
16	220	223,54	-8,12	-382	-395	-402	-396,67			
17	10,5	10,54	-8,21	-	0,0		-16,82	0,152	0,48	-1,136
18	10,5	10,54	-8,21	-	0,00		-16,82	0,152	0,48	-1,136
19	10,5	10,54	-8,21	-	0,00		-16,82	0,152	0,48	-1,136
По второму алгоритму.										
16	220	223,64	-8,12	-382	-394	-402	-396,67			
17	10,5	10,55	-8,21	-	0,00		-16,80	0,151		-1,136
18	10,5	10,55	-8,21	-	0,00		-16,80	0,151		-1,136
19	10,5	10,55	-8,21	-	0,00		-16,80	0,151		-1,136

Как видно из таблицы, расчёты по двум разработанным алгоритмам практически совпадают.

ВЫВОДЫ:

1. Поскольку расчёты по двум разработанным алгоритмам практически совпадают, то для решения задачи ОС можно использовать эти методы как совместно для самопроверки, так и отдельно, как два независимых метода.
2. Первый алгоритм легко реализуем с минимальными трудозатратами может быть реализован в АПК управления нормальными и аварийными режимами большого энергообъединения.
3. Второй алгоритм позволяет определять угол управления в режиме on-lineи получить оценки без увеличения числа итераций, с минимальным числом промежуточных расчётов.
4. Первый алгоритм требует участия оператора и подходит для проведения единичных расчетов. В то время как второй алгоритм позволяет исключить участие оператора в расчёте и является наиболее перспективным для включения в модель и получения оценок в темпе процесса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тихонов А.В. Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния ЭЭС // Тр. конференции молодых ученых ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике».– Иркутск, 2012. – С. 103–108.
2. Ерохин П. М., Неуймин В. Г., Александров А. С., Максименко Д. М. Моделирование устройств FACTS в задачах расчета и оптимизации режимов энергосистем // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2012, № 66(1). С. 22–28.
3. E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, C. Angeles-Camacho. FACTS. Modelling and Simulation in Power Networks. JohnWilley&Sons, Ltd, England, 2004.
4. Воропай Н.И., Осак А.Б. Научно-технический отчёт по теме: «Разработка оборудования и систем управления крупных энергетических систем шифр 2008-0-2.7-31-01-007». – Иркутск, 2009.
5. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах / Гамм А.З., Колосок И.Н.. - Новосибирск: Наука, - 2000. – 152 с.

Научный руководитель: И.Н. Колосок, д.т.н., в.н.с. ИСЭМ СО РАН.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА НА ОСНОВЕ ПОИСКА ПОДОБНЫХ СУТОК

П.В. Валь, Д.Ю. Карандеев
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», ФГБОУ ВПО «Хакасский государственный университет им. Н. Ф. Катанова»

Участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) имеют возможность минимизировать свои издержки путем составления точных заявок на приобретаемую в следующие сутки электроэнергию за счет организации качественного краткосрочного прогнозирования почасового электропотребления. До сих пор на многих объектах энергетики используется качественное (экспертное) прогнозирование, хотя практика показывает, что для задач краткосрочного прогнозирования адекватный количественный метод при его должном применении, как правило, более эффективен. В то же время эксперт-энергетик обладает большим объемом слабо формализуемых знаний, которые могут быть использованы для повышения качества прогнозов. Поэтому для задачи краткосрочного прогнозирования электропотребления оптимальным является использование адекватного количественного метода с целью поддержки принятия решений эксперта-энергетика.

Далеко не всегда при практическом использовании более сложные методы прогнозирования (искусственные нейронные сети и др.) показывают результат выше, чем простые. Сложные методы сложны в понимании неспециалисту в области прогнозирования, что снижает доверие к полученным прогнозам и не позволяет оператору своевременно вносить корректировки в случае снижения качества прогнозов используемой модели [1]. Поэтому было решено реализовать количественный метод прогнозирования, который бы был, с одной стороны, достаточно надежным и эффективным и, с другой стороны, понятным неспециалистам в области прогнозирования.

В качестве основного инструмента прогнозирования было принято решение использовать метод на основе поиска подобных суток [2]. Данный метод основан на известном допущении о том, что рассматриваемый объект прогнозирования за период наблюдения за ним уже побывал во всех возможных состояниях в разрезе суток. Следовательно, задача заключается в поиске исторических данных о суточном профиле электропотребления с набором характеристик, подобных прогнозируемым суткам, и дальнейшем использовании их для прогноза. В настоящей работе данный метод прогнозирования рассмотрен на примере электроэнергетической системы (ЭЭС) в границах города Абакана (Республика Хакасия), соответствующих зоне деятельности местного гарантирующего поставщика ООО «Абаканэнергосбыт». В качестве исходных данных использовались данные об электропотреблении и влияющих факторах за период с 2009 по 2014 гг. Характерной особенностью объекта прогнозирования является то, что его нагрузка имеет ярко выраженный коммунально-бытовой характер (доля промышленной нагрузки незначительна). Все вычисления и графические построения производились в свободной статистической среде R.

Для реализации метода прогнозирования было необходимо выделить признаки, по которым можно было бы судить о подобии суток с точки зрения электропотребления. Для этой цели был произведен анализ особенностей электропотребления объекта прогнозирования и выделены наиболее значимые влияющие факторы.

На рисунке 1 представлен график суточного электропотребления ЭЭС Абакана с 2010 по 2012 гг., на которомнаблюдается ярко выраженная годовая сезонность электропотребления. Таким образом, в качестве первого признака подобия использовался период года.

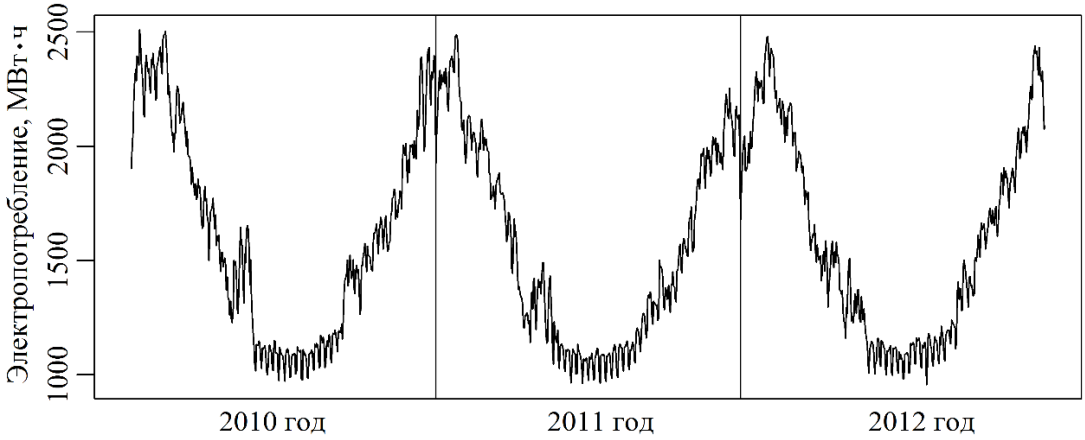


Рис. 1. График суточного электропотребления

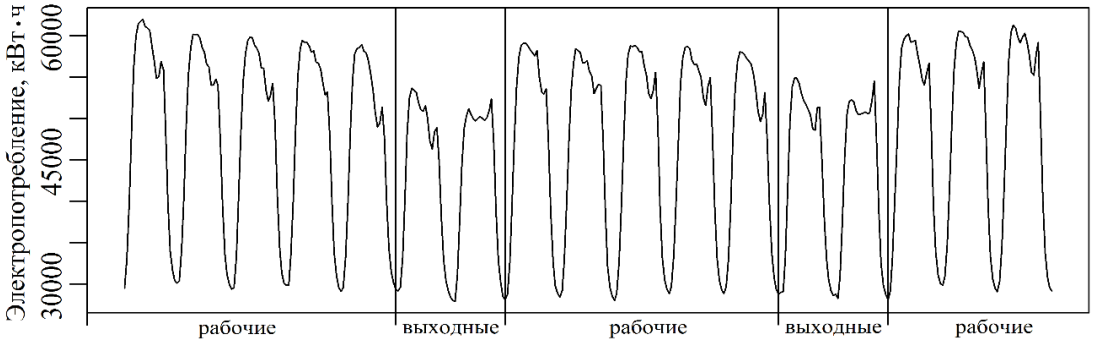


Рис. 2. График почасового электропотребления ЭЭС Абакана

На рисунке 2 представлен график почасового электропотребления за более чем две недели 2012 г., из которого видно изменение формы и величины профиля электропотребления при переходе от рабочих дней к выходным – присутствует ярко выраженная недельная сезонность электропотребления. Суточный профиль электропотребления определяется 24 значениями электропотребления каждого часа суток и может быть представлен точкой в 24-мерном пространстве. Для анализа сходства и различий в электропотреблении разных типов суток был использован метод визуализации многомерных данных «Лица Чернова» (Chernoff Faces). Каждый элемент лица соответствует значению электропотребления определенных часов суток, причем, чем больше потребление, тем больших размеров соответствующий элемент лица. Например, высота лица соответствует электропотреблению в первый час суток, ширина лица – во второй и т.д. На рисунке 3 представлены графики-пиктограммы «Лица Чернова», соответствующие суточным профилям электропотребленияза 4 недели лета 2012 г.

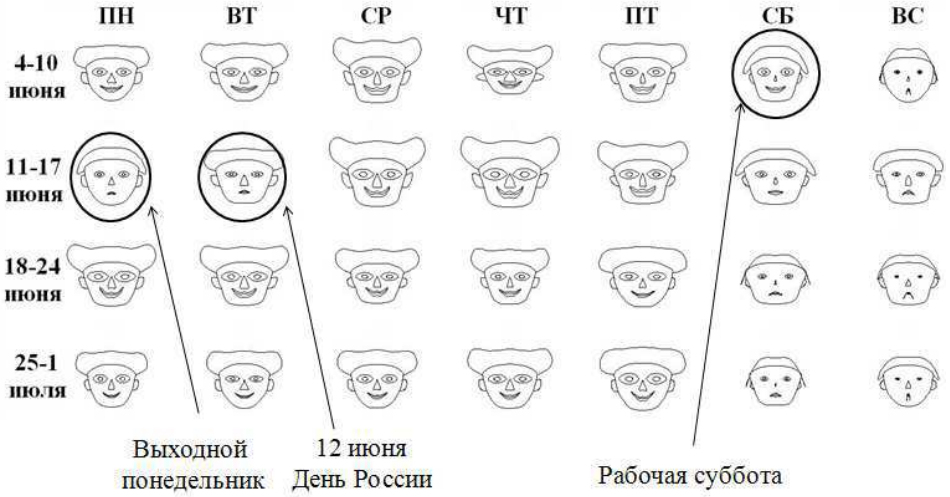


Рис. 3. «Лица Чернова», соответствующие суточным профилям электропотребления ЭЭС Абакана

На рисунке 3 отчетливо видно сходство между собой рабочих дней и их отличие от выходных, при этом электропотребление в будничные дни, судя по размеру лиц, превышает электропотребление в выходные. Также можно заметить, что понедельник и вторник второй недели сильно отличаются от обычных рабочих дней. Это обусловлено тем, что на вторник выпал Всероссийский праздник День России, при этом понедельник также был выходным, а суббота первой недели являлась сокращенным рабочим днем. Полученные результаты позволили сделать предположение о том, что рабочие, идущие перед выходными, несколько отличаются от других рабочих дней. Для подтверждения данного предположения был использован метод главных компонент (principalcomponentanalysis, PCA). На рисунке 4 приведены плоскости, образованные первой-второй и первой-третьей главными компонентами и проекции суточных профилей электропотребления ЭЭС Абакана с обозначением типа суток. Таким образом, в качестве следующего признака подобия использовался тип суток из множества {«рабочий день», «предвыходной день», «выходной день»}.

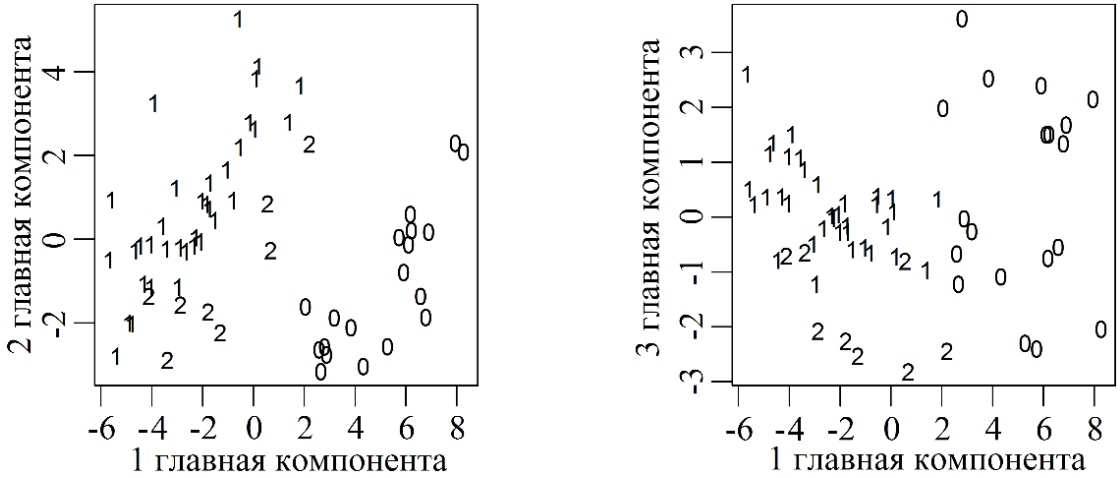


Рис. 4. Проекции суточных профилей электропотребления ЭЭС Абакана на 1-ю и 2-ю (слева) и 1-ю и 3-ю (справа) главные компоненты (0 – выходные дни, 1 – рабочие дни, 2 – предвыходные дни)

На электропотребление ЭЭС с преобладанием коммунально-бытовой нагрузки значительное влияние оказывают метеофакторы, главный из которых – температура воздуха [3]. Ее влияние определяется расходом электроэнергии на отопление, вентиляцию, охлаждение в холодильниках, кондиционерах и др. Для объектов Сибири наиболее чувствителен к температуре расход электроэнергии в отопительный сезон, а также примыкающие к нему периоды. На рисунке 5 представлена диаграмма рассеяния между суточным электропотреблением и среднесуточной температурой воздуха для ЭЭС Абакана, свидетельствующая об их сильной связи близкой к линейной.

При прогнозировании необходимо учитывать тепловую инерционность электропотребления объектов – электропотребление ЭЭС с некоторой задержкой реагирует на изменение температуры. Корреляционный анализ позволил определить величину данной задержки для ЭЭС Абакана – при задержке в 11 часов был получен максимальный по абсолютному значению коэффициент корреляции -0,862. Следовательно, следующий признак подобия – температура воздуха с учетом задержки влияния. Еще одним признаком подобия выступил режим работы системы централизованного отопления города, также оказывающий заметное влияние на величину электропотребления ЭЭС Абакана.

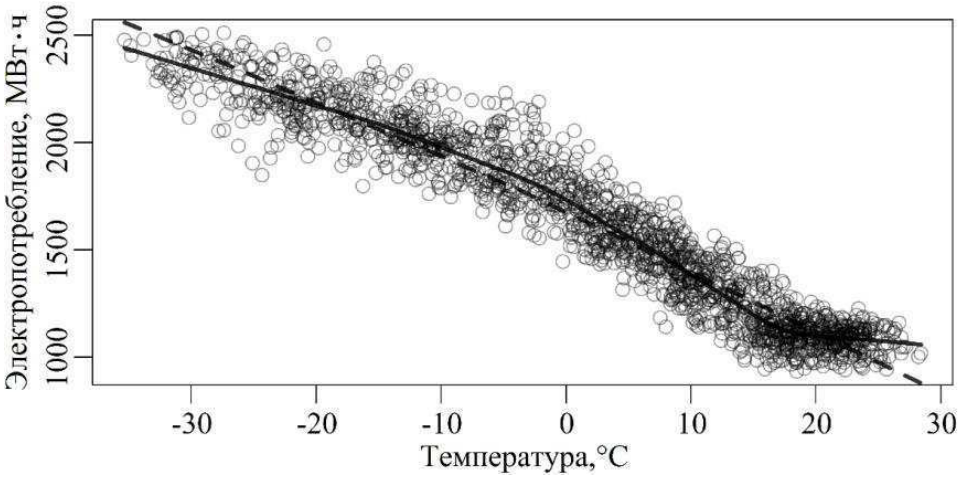


Рис. 5. Диаграмма рассеяния между суточным электропотреблением и среднесуточной температурой воздуха для ЭЭС Абакана

Помимо вышеуказанных факторов на электропотребление влияют прочие метеофакторы (освещенность, влажность, скорость ветра, выпадение осадков и др.), а также «особые» события, например, отключение горячего водоснабжения города Абакана в связи с проведением плановых работ ТЭЦ. Для примера на рисунке 6 показано изменение графика суточного электропотребления ЭЭС Абакана в период отключения горячего водоснабжения в сентябре 2013 г. Ситуация также была усугублена относительно низкой температурой окружающего воздуха, в результате чего наблюдался скачок электропотребления.

Таким образом, применительно к ЭЭС Абакана метод на основе поиска подобных суток заключается в их последовательном отборе из предыстории по приведенным четырем признакам подобия и выделении нескольких наиболее близких с точки зрения электропотребления. В качестве прогноза может быть использован либо суточный профиль наиболее близких суток, либо усредненный профиль нескольких, либо же выбранный профиль может быть скорректирован экспертом-энергетиком на основе дополнительной информации.

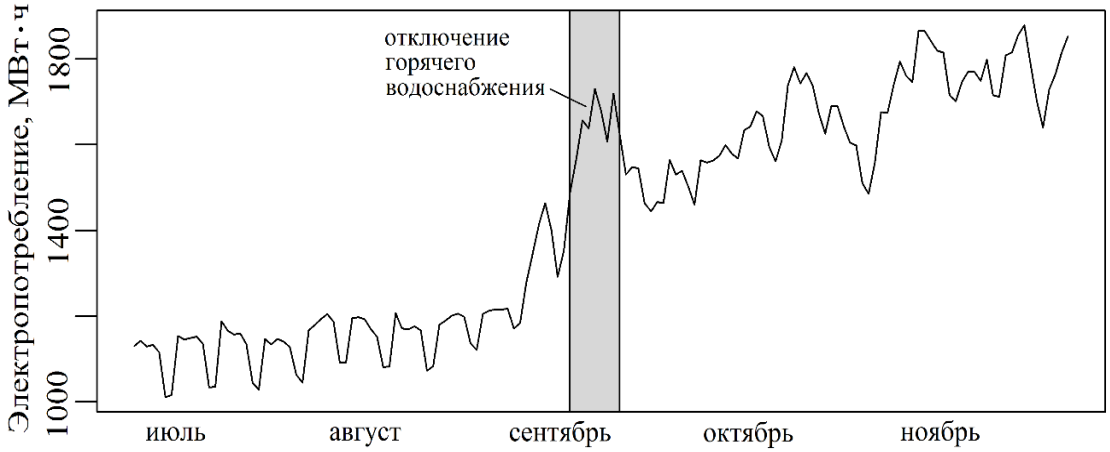


Рис. 6. Пример влияния отключения горячего водоснабжения на электропотребление ЭЭС Абакана

Описанный метод автоматизирован в статистической среде R. Для примера приведем прогноз электропотребления на 03.02.2014. На первом этапе было отобрано 336 суток соответствующего периода года и режима работы отопительной системы города. Из полученного перечня были отобраны 169 суток соответствующего типа. Дальнейший поиск суток с близким профилем температуры осуществлялся на плоскости первых двух главных компонент, в относительной близости от проекции профиля температуры воздуха прогнозных суток располагались соответствующие профили суток 30.01.2013, 17.01.2011, 18.01.2012, 26.01.2012 и 13.01.2011. В качестве прогноза использовался профиль электропотребления с ближайшей температурой – 30.01.2013. На рисунке 7 приведены

результаты прогнозирования, среднеабсолютная процентная ошибка (MAPE) при этом составила 1,34 %.

Предложенный метод краткосрочного прогнозирования электропотребления ЭЭС Абакана позволяет повысить качество прогнозов, разрабатываемых региональным гарантирующим поставщиком, что позволит снизить стоимость покупки электроэнергии на ОРЭМ. Данный метод может использоваться в отношении других схожих объектов прогнозирования, а также регионов в целом.

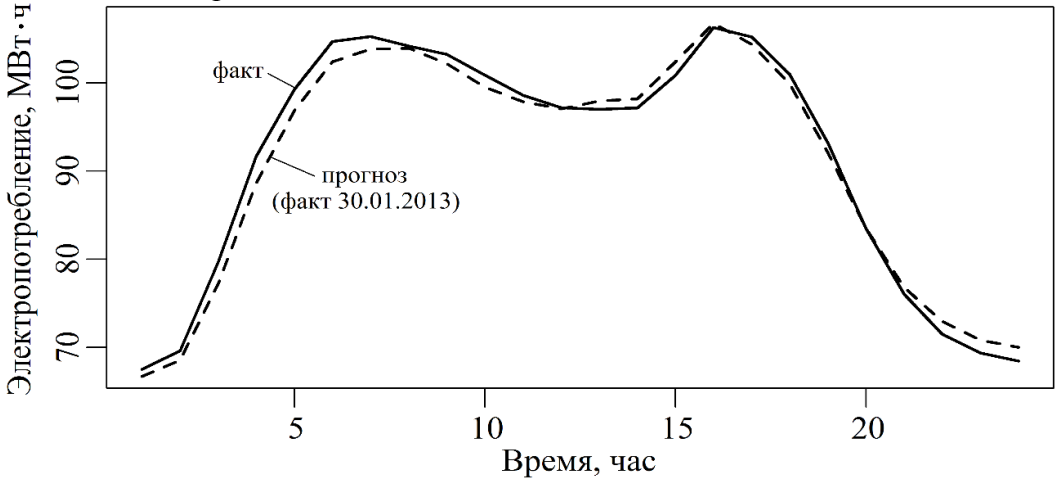


Рис. 7. Прогнозирование электропотребления на 03.02.2014

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Hanke J.E., Wichern D. Business Forecasting. 9th ed., international ed. Pearson/PrenticeHall, 2008. 576 p.

2. Валь П.В., Торопов А.С. Краткосрочное прогнозирование электропотребления региональной ЭЭС с использованием метода поиска подобных суток // Науч. труды IV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». 2013. Т.1. С. 79-82

3. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008. 298 с.

ВЗАИМОСВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭЛЕМЕНТОВ БЛОКА СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР – ОБЪЕДИНЕННЫЙ РЕГУЛЯТОР ПОТОКА МОЩНОСТИ

И.С. Егоров, М.Е. Гольдштейн
Южно-Уральский государственный университет (НИУ)

Самой ненадежной и в то же время дорогостоящей системой синхронных генераторов (СГ) является тиристорная система возбуждения. Наряду с разработкой мероприятий по повышению надежности традиционных систем возбуждения [1] предложены альтернативные средства регулирования напряжения и реактивной мощности [4,5,7], при которых система возбуждения выполняется нерегулируемой диодной, имеющей высокую надежность и низкую стоимость. При этом функции регулирования напряжения и реактивной мощности на шинах электростанции перекладывается на объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ), подключаемый непосредственно к выводам статорной обмотки СГ (рис.1). Так формируется энергоблок синхронный генератор – ОРПМ. ОРПМ позволяет регулировать не только величину напряжения блока, но и фазу, поскольку добавочное напряжение ΔU можно изменять не только по величине, но и по фазе.

Функциональные свойства ОРПМ в составе блока аналогичны свойствам при его применении на подстанциях и ЛЭП энергосистем [2-6]. При регулировании напряжения и мощности блока (при совместной работе ОРПМ с синхронным генератором) установим взаимосвязь параметров режимов ОРПМ и СГ.

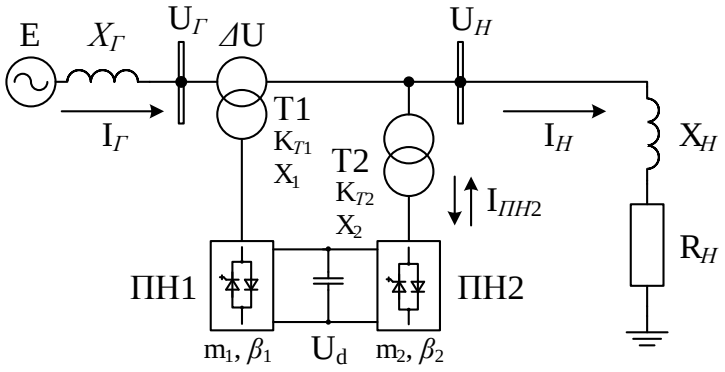


Рис.1. Схема блока СГ – ОРПМ – Нагрузка.

Рассмотрим возможные режимы работы блока СГ – ОРПМ при его работе на эквивалентную активно-индуктивную нагрузку (рис.1). Напряжение на нагрузке определяется как сумма напряжения на выводах статора генератора $U_Г$ и напряжения ΔU последовательного трансформатора Т1:

$$\dot{U}_{\text{Н}} = \dot{U}_{\text{Г}} + \Delta\dot{U}$$

Напряжение ΔU, вводимое ОРПМ, можно регулировать по величине и по фазе. Таким образом выполняется регулирование напряжения на выводах блока и на нагрузке.

Регулировка ΔU по величине и по фазе производится путем изменения амплитуды и фазы входного сигнала блока широтно-импульсной модуляции (ШИМ) преобразователя ПН1. Величина напряжения на выходе преобразователя регулируется ШИМ путём изменения скважности импульсов включенного состояния GTO-тиристоров или IGBT-транзисторов преобразователя. [3-5].

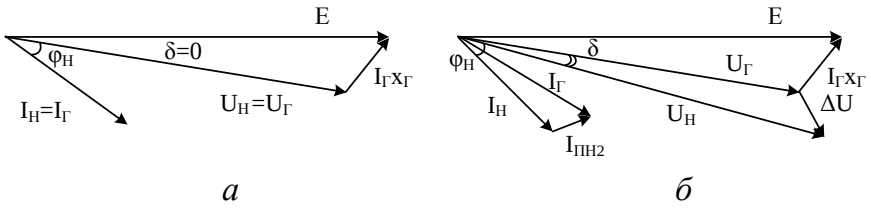


Рис.2. Векторные диаграммы: а – исходный режим (без регулирования),
б - увеличение напряжения на нагрузке путем добавления ΔU

На рисунке 2 приведены векторные диаграммы для режима без регулирования (рис.2а) и для режима с увеличенным с помощью ОРПМ напряжением на нагрузке (рис.2б). При увеличении U_H и стабильной мощности нагрузки происходит пропорциональное уменьшение тока, а в случае, если U_H корректируется еще и по фазе, то происходит смещение тока на тот же угол, так как угол нагрузки φ_H остается неизменным.

В расчетах установившихся режимов применяются уравнения балансов мощности в узлах подключения ОРПМ [6]. Для блока СГ-ОРПМ (рис.1) эти уравнения примут вид:

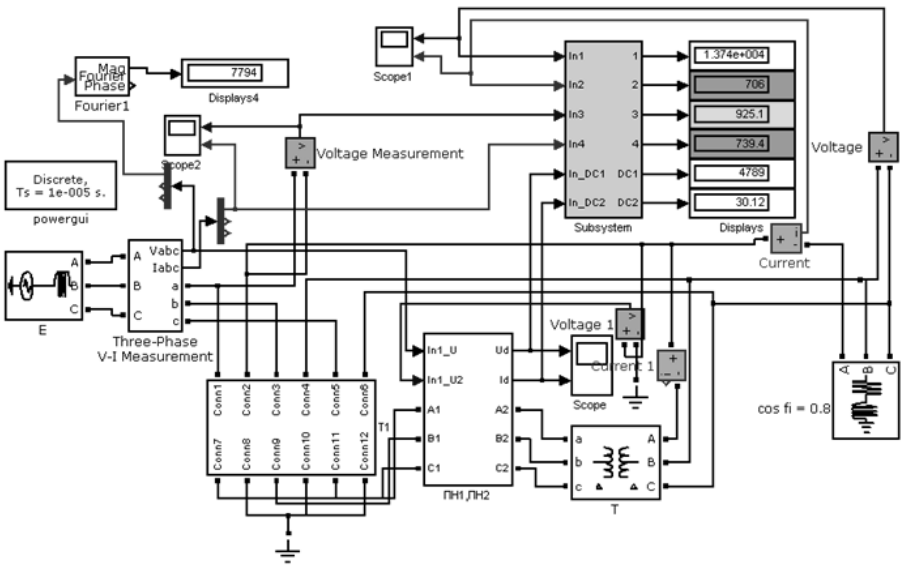
$$\begin{cases} P_2 = \frac{U_Г U_Н}{X_1} sin\,\delta - \frac{K_{T2} m_2 U_d U_Н}{X_2} sin\,\beta_2 - \frac{K_{T1} m_1 U_d U_Н}{X_1} sin\,\beta_1 \\ Q_2 = \left(\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_1}\right) {U_Н}^2 - \frac{U_Г U_Н}{X_1} cos\,\delta - \frac{K_{T2} m_2 U_d U_Н}{X_2} cos\,\beta_2 - \frac{K_{T1} m_1 U_d U_Н}{X_1} cos\,\beta_1 \\ P_1 = \frac{U_Г U_Н}{X_1} sin\,\delta \quad - \frac{K_{T1} m_1 U_d U_Г}{X_1} sin(\beta_1 + \delta) \\ Q_1 = -\frac{{U_Г}^2}{X_1} + \frac{U_Г U_Н}{X_1} cos\,\delta - \frac{K_{T1} m_1 U_d U_Г}{X_1} cos(\beta_1 + \delta) \\ P_1 = P_2 \end{cases},$$

Здесь K_{T1}, K_{T2}, X_1, X_2 - коэффициенты трансформации и индуктивные сопротивления трансформаторов 1 и 2 соответственно; m_1, m_2 - коэффициенты модуляции преобразователей 1 и 2; β_1, β_2 - углы открытия вентилей преобразователей 1 и 2; U_d - напряжение вставки постоянного тока; δ – угол между векторами напряжений $U_Г$ и U_H. Активными потерями в элементах схемы пренебрегаем.

Значения U_H и δ определяются значением ΔU, которое, как было показано ранее, изменяется преобразователями ПН1 и ПН2, на вход которых подаются управляющие воздействия β_1, m_1, β_2, m_2. Нормированием диапазона изменения значений U_H и δ задается допустимый диапазон перетоков мощности через ОРПМ, и, как следствие, определяются параметры его основного оборудования. Значение U_H выбирается исходя из условия сохранения величины напряжения на шинах нагрузки в пределах установленных допустимых значений. Для блока величина угла δ не имеет принципиального значения и выбирается из условия минимизации мощности ОРПМ.

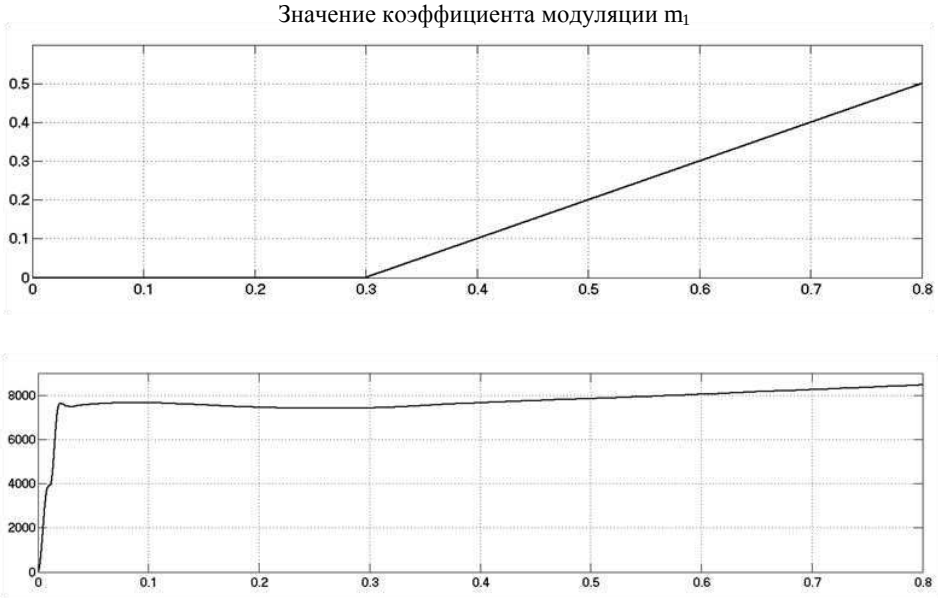
Работа блока СГ – ОРПМ в режиме регулятора напряжения исследована на модели (рис.3*а*) в MATLAB Simulink. На рисунке 3*б* приведены полученные на модели временные диаграммы величины фазного напряжения блока при изменении коэффициента модуляции m_1 преобразователя ПН1 при следующих параметрах блока: E=10кВ; $X_Г$ = 1,57 Ом; δ=0; P_H=8 МВт; Q_H=6 МВАр. Блок СГ-ОРПМ позволяет осуществлять как дискретное, так и непрерывное регулирование выходных параметров с высокой точностью и быстродействием. В случае, когда потребуется не увеличение, а снижения напряжения до значений меньших чем напряжение генератора, следует изменить фазу входного сигнала блока ШИМ, чтобы в результате вектор выходного напряжения ПН1 стал противоположно направленным вектору напряжения статора генератора.

На имитационной модели в пакете MATLAB Simulink (рис.3*а*) показано, что приведенные выше соотношения позволяют определить необходимые значения параметров ОРПМ, применяемого совместно с синхронным генератором с нерегулируемой системой возбуждения и являющегося единственным средством регулирования напряжения на нагрузке. Показана взаимосвязь режимов и параметров элементов данной схемы. Проведенные модельные эксперименты доказывают работоспособность схемы, а также позволяют определить параметры основного оборудования.



а

Значение коэффициента модуляции m_1



б

Рис.3. *а* - Модель блока (в MATLAB Simulink) синхронный генератор – ОРПМ– нагрузка; *б* - временные диаграммы, полученные в MATLAB Simulink, для непрерывного регулирования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гольдштейн М.Е., Прокудин А.В. Снижение дуговой нагрузки на выключатели в системах самовозбуждения // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2012. №37(296). с.120-122.

2. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов. М: Издательский дом МЭИ, 2007. 488 с.

3. Гаврилов А.И., Егоров И.С., О регулировании режимных параметров подстанций с объединенным регулятором потока мощности // Научные труды 3-ей международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». 2012. Т.1. с. 481-483.

4. Егоров И.С. Средства регулирования режимов электрических сетей на базе силовой электроники // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2012. №37(296). с.135-137.

5. Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Объединенный регулятор потока мощности, как элемент связи синхронного генератора с энергосистемой // Наука ЮУрГУ: материалы 65-й научной конференции. Секции технических наук: в 2 т. 2013. Т.2. 440с.

6. Латыпов, Д.Д. Исследование режимов и устойчивости электроэнергетической системы, содержащей управляемую электропередачу: автореф. дис. на соискание учен. степ. канд. техн.наук / НИУ МЭИ. Москва, 2009. 20с.

7. Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Регулирование напряжения энергоблока синхронный генератор – объединенный регулятор потока мощности // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Том 14, № 3. С.13–16.

Научный руководитель: М.Е. Гольдштейн, профессор кафедры электрические станции, сети и системы ЮУрГУ (НИУ), к.т.н., профессор.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.Н.Сапчук, С.В.Кирилин
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

В рыночных условиях определяющим фактором успешного функционирования предприятий является грамотная реализация системы управления (СУ). Для успешной реализации СУ необходимо введение механизма эффективногоуправления. При таком подходе предприятие всегда сможет адекватно реагировать на изменения внутренних и внешних факторов, способных существенно повлиять на эффективность функционирования.

Внутренние факторы в основном являются результатом управленческих решений, в то время как внешние факторы – это факторы среды, находящиеся вне предприятия, которые также оказывают серьезное влияние на успешность его деятельности. Хотя внешние факторы находятся вне контроля руководства, но в то же время руководство должно стремиться сделать так, чтобы предприятие реагировало на изменения в конкретной внешней среде.

В этой работе для получения обобщенных оценок эффективности использован метод Анализ Среды Функционирования.

Анализ Среды Функционирования (англ. Data Envelopment Analysis), общепринятое сокращение — АСФ (англ. DEA) — методология сравнительного анализа деятельности сложных экономических и социальных систем. Начало данному подходу было положено в работах А. Чарнеса, В. Купера, Е. Роуда, Р. Бэнкера в семидесятых-восьмидесятых годах прошлого столетия. В настоящее время методология АСФ охватывает гораздо более широкий спектр понятий и возможностей, чем просто вычисление и анализ эффективности сложных объектов. Методология АСФ имеет глубокую связь с математической экономикой, системным анализом, многокритериальной оптимизацией, она позволяет строить многомерное экономическое пространство, находить оптимальные пути развития в нем, вычислять важнейшие количественные и качественные характеристики поведения объектов, моделировать различные ситуации.[1]

Главным достоинством метода DEA является минимальное использование субъективной информации о рангах частных критериев качества, сворачиваемых в обобщённый критерий эффективности.

В данной работе была проведена оценка многокритериальной сравнительной эффективности работы всей энергосистемы Самарской области в целом[2].

В качестве входных параметров были выбраны объемы выбросов загрязняющих

веществ (V) и совместная выработка тепловой и электрической энергии (Nc), а в качестве выходных -коэффициент использования топлива (КИТ).

Для анализируемой энергосистемы обобщенный критерий эффективности представим в виде функции [3]:

$$f = \max \frac{u_{1n} \cdot КИТ_n}{x_{1n} \cdot V_n + x_{2n} \cdot Nc_n}, n = 1,2,...N \quad (1)$$

где $КИТ_n$ – выходные параметры; V_n, Nc_n – значения входных параметров,

u_{1n}, x_{1n}, x_{2n} – положительные весовые коэффициенты.

Также получена система ограничений для функционала (1):

$$\begin{cases} \dfrac{u_{11} \cdot КИТ_1}{x_{11} \cdot V_1 + x_{21} \cdot Nc_1} \le 1 \\ \dfrac{u_{12} \cdot КИТ_2}{x_{12} \cdot V_2 + x_{22} \cdot Nc_2} \le 1 \\ \ldots\ldots\ldots\ldots \\ \dfrac{u_{1N} \cdot КИТ_N}{x_{1N} \cdot V_N + x_{2N} \cdot Nc_N} \le 1 \end{cases} \quad (2)$$

$$n \in \{1, ..., N\}\, i = \{1, 2\}\, j = \{1, 2, 3\}$$

Система уравнений (2) решалась методами нелинейного программирования. Не останавливаясь на внутренних механизмах процедуры поиска решения, отметим, что поиск прекращается, когда либо эффективность выбранного объекта, либо эффективность других превысит предел в 1.

В результате решения были получены численные значения весовых коэффициентов сравнительной эффективности работы энергосистемы, которые представлены в таблице 1 и для наглядности на рисунке 1.

Таблица 1. Оценка эффективности работы энергосистемы.

Год	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
f	1	1	0,95	0,98	1	0,98	0,93	0,95
u1	0,227	0,227	0,227	0,227	0,093	0,227	0,227	0,227
x1	0,002	0,002	0,002	0,002	0,653	0,002	0,002	0,002
x2	0,771	0,771	0,771	0,771	0,255	0,771	0,771	0,771

Анализ полученных данных показывает, что значения показателя сравнительной эффективности в 2006, 2007 и 2010 годах максимальны и равны ≈1. В 2012 году сравнительный показатель оценивания имеет минимальное значение ≈0,93.

По значению весовых коэффициентов можно сделать вывод, что в большей степени на снижение эффективности повлиял низкий уровень совместной выработки тепловой и электрической энергии, а так же старение генерирующего и сетевого оборудования.

На графике отчетливо виден спад эффективности по итогам кризисных явлений в экономике в 2008 году, в также после некоторого восстановления, очередное падение эффективности в связи с нарастающим износом по причине старения и физического износа оборудования в 2010-2012 гг., в дальнейшем ситуация улучшалась после ввода нового оборудования в 2013 году (ПС 500 кВ Красноармейская, ПГУ на Сызранской ТЭЦ и ГТУ на Новокуйбышевской ТЭЦ-1).

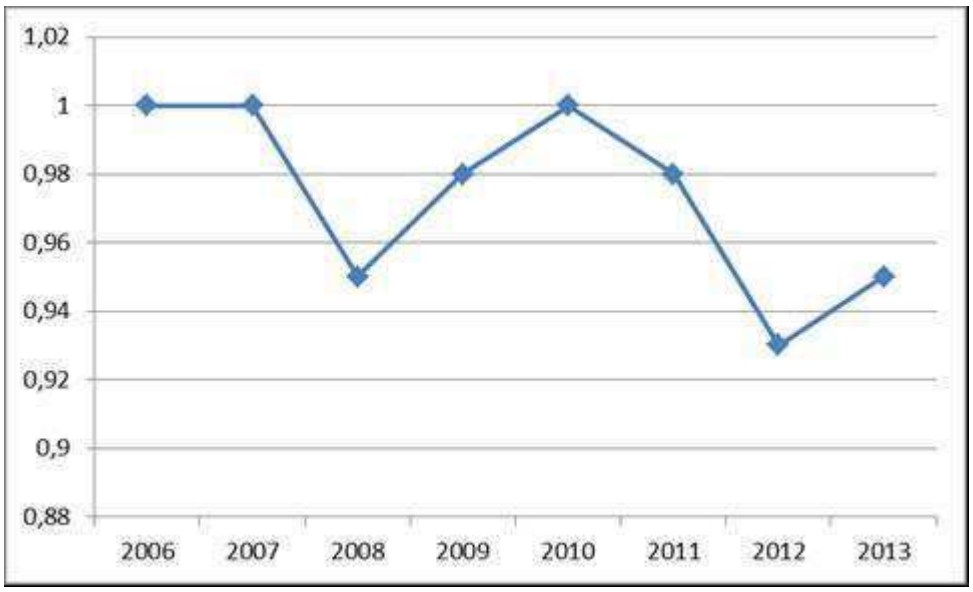


Рис.1. Многокритериальный показатель эффективности работы энергосистемы

По итогам проведенного анализа эффективности работы энергосистемы можно сделать вывод о том, что методология АСФ адекватно отображает связь с реальной действительностью и дает возможность находить оптимальные пути развития в ней, вычислять важнейшие количественные и качественные характеристики поведения как отдельных предприятий, так и крупных энергетических систем, позволяет моделировать различные ситуации и просчитывать варианты развития. В дальнейшем планируется увеличить число входных параметров и, как следствие, число весовых коэффициентов, тем самым получить более глубокий и детальный анализ эффективности работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гаврилов В.К., ГавриловаА.А. Многокритериальная оценка эффективности фунционирования энергетического оборудования, / В сб.: Математическое моделирование и краевые задачи: Тр.III всерос. науч. конф./ Инж. акад. РФ; СамГТУ. – Самара: РИО СамГТУ, 2006 – с. 43-46.

2. Дилигенский Н.В., Гаврилова А.А., ЦапенкоМ.В. Построение и идентификация математических моделей производственных систем. – Самара: Офорт, 2005. – 126 с.

3. Cooper W.W., Seiford L.M., Tone K. Data Envelopment Analysis. A Comprehensive Text with Models, Applications, References and DEA-Solver Software. — 2nd edition. — New York: Springer-Verlag, 2006. — С. 528. — ISBN 0-387-45281-8.

ПРИНЦИП РАБОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЩИТОВ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

А.Д. Муталов, Л.В. Колотилина, М.О. Скрипачев, А.С. Ведерников
Самарский государственный технический университет

Щиты постоянного тока на тепловых электростанциях и крупных подстанциях представляют собой систему изолированных относительно земли проводников и находящихся под разностью потенциалов 220 В относительно друг друга [1].

Учитывая протяженность сети постоянного тока особенно на станциях, особенно во время влажной погоды сильно возрастает вероятность снижения сопротивления изоляции на землю одного из полюсов.

Задача определения места снижения изоляции возлагается на оперативный персонал

станции и занимает большое количество времени. Основным методом определения места повреждения изоляции является деление системы постоянного тока с поочередным отключением имеющихся присоединений. Указанный способ непригоден для систем постоянного тока, питающих устройства релейной защиты и автоматики реализованные на микропроцессорных терминалах [2]. Необходимо устанавливать системы, сигнализирующие о снижении изоляции в щите постоянного тока. Существующие устройства, в виде моста, могут лишь сигнализировать о факте снижения изоляции в системе оперативного тока без уточнения присоединения. Однако, персоналу необходимо знать присоединение, в котором произошло снижение изоляции на землю. Еще острее встает проблема обнаружения двух и более поврежденных фидеров со снижением изоляции в одноименных полюсах.

Для решения проблемы предлагается метод с наложением внешнего опорного напряжения, схема которого показана на рис. 1.

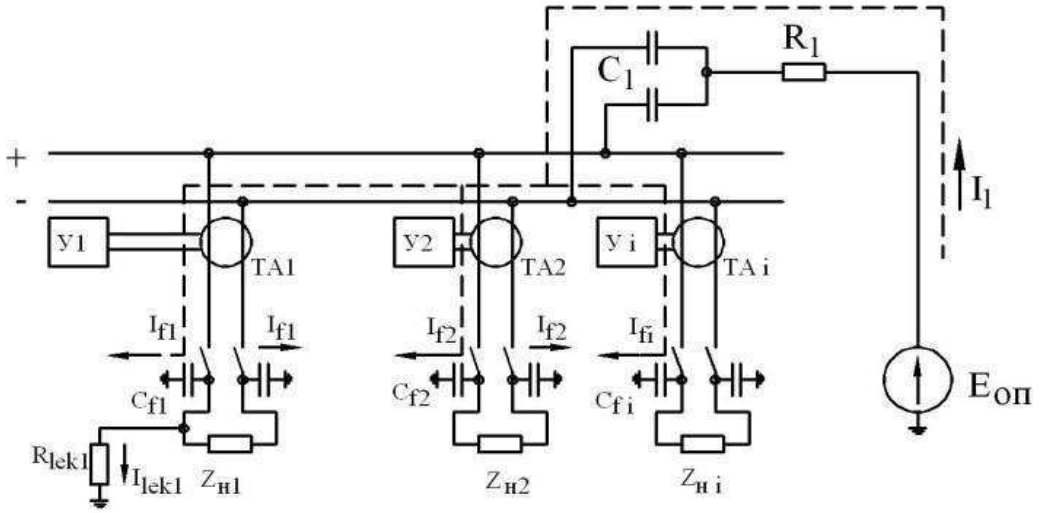


Рис.1. Схема подачи внешнего опорного напряжения для определения поврежденного фидера щита постоянного тока.

Внешнее опорное напряжение подается на обе шины («+» и «-») одновременно через емкостную развилку (емкости C_1), которая отделяет цепи постоянного тока от источника опорного напряжения. Можно считать, что оба полюса системы постоянного тока замкнуты накоротко по переменному току.

Емкости C_{fi} являются паразитными и определяются распределенностью сети, питаемой от конкретного фидера.

На рис.2 приведена схема замещения щита постоянного тока, составленная на основе принципиальной схемы рис.1.

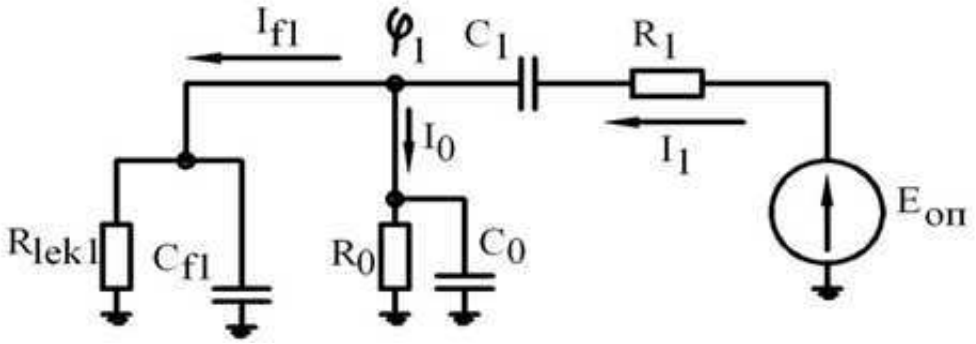


Рис. 2. Схема замещения щита постоянного тока для определения сопротивления изоляции фидера на землю.

На представленной схеме R_{lek1} и C_{f1} образуют соответственно активное сопротивление утечки и емкость на землю для рассматриваемого фидера. На рисунке в виде сосредоточенных параметров R_0 и C_0 представлен щит постоянного тока без

рассматриваемого фидера. Задача состоит в определении величины сопротивления на землю R_{lek1}для рассматриваемого фидера из проведенной серии одновременных замеров величин опорного тока $I_1(t)$, тока утечки в рассматриваемом фидере $I_{f1}(t)$ и опорного напряжения $E_{on}(t)$. Величины $I_1(t)$ и $E_{on}(t)$ легко поддаются измерению, в то время как измерение тока утечки в рассматриваемом фидере I_{f1}имеет свои особенности и будет рассмотрено авторами в последующих работах.

Согласно схеме замещения, представленной на рис. 2, по методу двух узлов потенциал на шинах (φ_1) можно определить следующим образом:

$$\varphi_1 = \frac{E_{on} \cdot G_1}{G_1 + G_0 + G_f} \qquad (1)$$

где G_1– проводимость вспомогательной ветви из последовательно соединенных R_1 и C_1, G_0– проводимость щита постоянного тока, образованная параллельным соединением сосредоточенных параметров R_0 и C_0, G_f – проводимость, образованная параллельным соединением сопротивления утечки на землю R_{lek1}и C_{f1} для рассматриваемого фидера, E_{on}– опорное напряжение.

Известно, что активная составляющая мощности *P* на участке электрической цепи определяется по [3] выражению:

$$P = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u(t) \cdot i(t) dt \qquad (2)$$

где u(t) и i(t) – мгновенные значения тока и напряжения в контролируемой цепи, T – время наблюдения, на котором производятся замеры величин.

Ток фидера $i_f(t)$, очевидно будет состоять из двух величин:

$$i_r(t) = \frac{\varphi(t)}{R_{lek}} \qquad (3а)$$

$$i_C(t) = C_f \cdot \frac{d\varphi(t)}{dt} \qquad (3б)$$

В то же время активная составляющая тока $i_f(t)$ относительно потенциала $\varphi(t)$ будет характеризоваться интегралом (2), и определяться величиной (3а). Таким образом, интеграл (2) можно переписать в виде:

$$P = \frac{\int_0^T \varphi^2(t) dt}{T \cdot R_{lek}} \qquad (4)$$

Тогда искомое сопротивление утечки R_{lek} будет определяться по выражению:

$$R_{lek} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varphi^2(t) dt}{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T \varphi(t) \cdot i_f(t) dt} \qquad (5)$$

Практически пользоваться выражением (5) не всегда возможно. При высоком сопротивлении утечки значение амплитуды потенциала $\varphi(t)$ будет достаточным, что позволит оценить R_{lek}. Если же будет металлическое замыкание, то использовать выражение (5) нельзя, так как числитель и знаменатель обращаются в ноль и возникает неопределенность.

Для преодоления неопределенности возможен следующий подход. Значение $\varphi(t)$ можно определить по выражениям:

$$\dot{\varphi} = \dot{E}_{on} - \dot{I}_1 \cdot Z_1 \qquad (6)$$

или

$$\varphi(t) = E_{on}(t) - i_1(t) \cdot R_1 - \frac{1}{C_1} \cdot \int_0^T i_1(t)dt \qquad (7)$$

Мгновенные значения величин $E_{on}(t)$ и $i_1(t)$ удобно измерять практически.

Подставляя выражение (7) в (5), приравнивая нулю значение R_{lek}, приравнивая $i_{f1}(t)$ и $i_1(t)$ получим в знаменателе (5) выражение, содержащее слагаемое $R_1 \cdot \int_0^T i_1(t) \cdot i_{f1}(t)dt$. Очевидно, что при металлическом замыкании слагаемое, содержащее взаимный интеграл $i_1(t)$ и $i_{f1}(t)$ будет иметь максимальное значение в фидере, имеющем повреждение на землю. Таким образом, за одну серию замеров на интервале, кратном периоду наблюдения Т можно определить фидер с пониженной изоляцией в широком диапазоне изменения сопротивления утечки R_{lek}.

Составлена схема подачи внешнего опорного напряжения и схема замещения для определения активной составляющей сопротивления утечки отдельно взятого фидера без отключения от шин постоянного оперативного тока.

ВЫВОДЫ:

1. Реализация предлагаемого метода позволяет в значительной степени ускорить отыскание и отключение поврежденного фидера и повысить надежность энергообъектов.
2. Для корректной работы предлагаемой системы контроля необходимо создание нового датчика тока, обладающего высокой чувствительностью и большим динамическим диапазоном первичных токов.
3. Численное моделирование подтвердило правильность сделанных выводов и показало рост погрешности измерения R_{lek}с ростом емкости C_0 щита постоянного тока на землю.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Положение о технической политике ОАО «Московская Объединённая Электросетевая компания»
2. Гуревич В.И. Оперативные цепи постоянного тока. Проблемы контроля изоляции. // Новости электротехники. 2012. № 1(73)
3. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. М. «Высшая школа». 1986. 263с

Научный руководитель: А.С. Ведерников, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрические станции» СамГТУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ВЫХОДЕ УЗЛА НА РАЗДЕЛЬНУЮ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РАБОТУ ПРИ НАЛИЧИИ РЕЗКОПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКИ[2]

О.В. Газизова, Д.А. Мусин, А.В. Малафеев
Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, институт энергетики и автоматизированных систем, кафедра электроснабжения промышленных предприятий

Одной из особенностей развития промышленности является расширение промышленными предприятиями собственной энергетической базы, что с одной стороны

[2] Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант № НК 14-07-00200\14

приводит к повышению надежности электроснабжения промышленных потребителей, а с другой – ведет к усложнению возможных эксплуатационных режимов. Одним из таких режимов является выход электростанции с нагрузкой на раздельную работу при наличии резкопеременной нагрузки в выделенной сети. Исследование подобных режимов не возможно без соответствующего программного обеспечения.

Очевидно, что в таких режимах интерес представляет устойчивость не только генераторов, но и двигателей переменного тока. Особенностью промышленных электрических сетей является значительная доля синхронной нагрузки, причем мощности одиночных электроприемников могут быть соизмеримы с мощностями генераторов собственных электростанций. Следовательно, при исследовании переходных режимов возникает необходимость представления в расчетной схеме таких двигателей не в составе комплексной нагрузки, а индивидуальными электроприемниками с учетом их технических особенностей. Особенности представления синхронной нагрузки изложены в [1].

В общем случае, к таким особенностям может быть отнесен учет: типа возбудителя; закона регулирования возбуждения или его отсутствия; характера момента сопротивления на валу двигателя; особенностей режима работы приводного механизма в соответствии с технологическим процессом. Особенностью расчета режима раздельной работы является то, что синхронные двигатели задаются потоками активной и реактивной мощности, полученными из следующих формул:

$$P = \frac{E' \cdot U}{x'_d} \cdot \sin \delta'', \qquad (1)$$

$$Q = \frac{E' \cdot U}{x'_d} \cdot \cos \delta'' - \frac{U^2}{x'_d}, \qquad (2)$$

где δ”- угол между переходной Э.Д.С. и напряжением.

Индивидуальное представление синхронных двигателей позволяет значительно более корректно оценить динамическую устойчивость в узлах с собственными электростанциями за счет учета взаимного влияния генераторов и двигателей, так как последние зачастую оказывают решающее влияние на устойчивость генераторов, что обусловлено во многом использованием тиристорных возбудителей. При выходе на раздельную работу восстановление синхронной работы во многом зависит от крупных синхронных двигателей, которые в таком режиме потребляют асинхронную мощность, выдаваемую каждым из генераторов отделившегося узла.

Исследование переходного режима выхода электростанции на раздельную работу производилось на примере собственной электростанции ТЭЦ ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» с помощью программного комплекса «КАТРАН», разработанного на кафедре электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВПО «МГТУ» и предназначенного для расчета переходных электромеханических процессов в машинах переменного тока. На рисунках 1-3 представлены графики изменения параметров синхронного двигателя при выходе электростанции с нагрузкой на раздельную с энергосистемой работу при наличии в системе электроснабжения резкопеременных нагрузок.

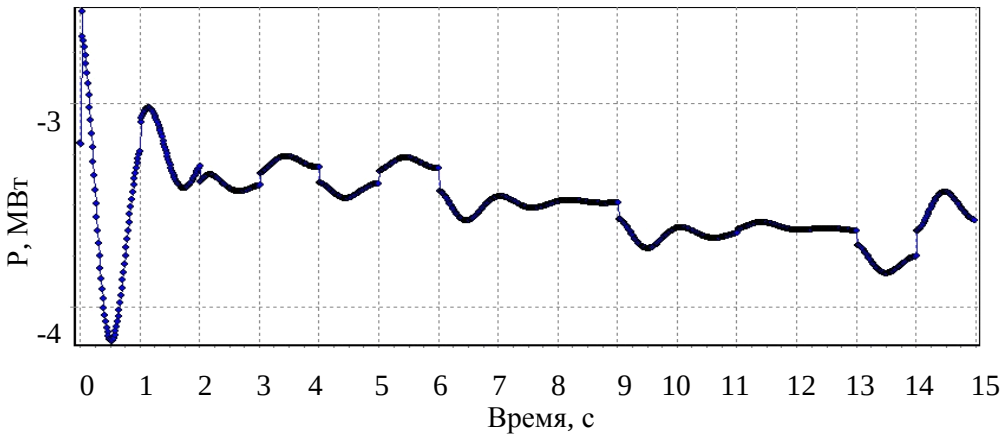


Рис. 1. Потребление активной мощности синхронного двигателя при работе в существующей схеме электроснабжения

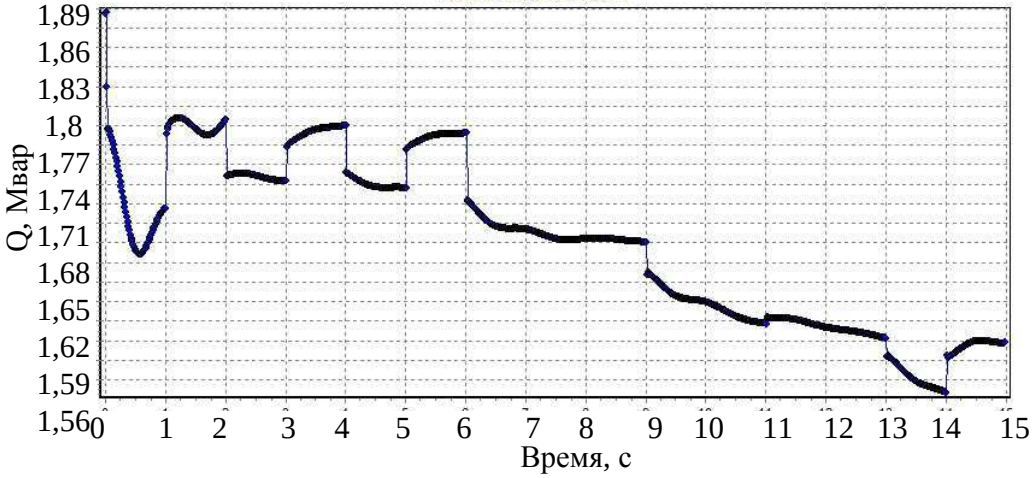


Рис. 2. Потребление реактивной мощности синхронного двигателя при работе в существующей схеме электроснабжения

На рисунке 3 показано изменение угла ротора синхронного двигателя относительно углов роторов генераторов узла. На графике переходного процесса видно увеличение углов роторов генераторов при выходе узла на раздельную работу.

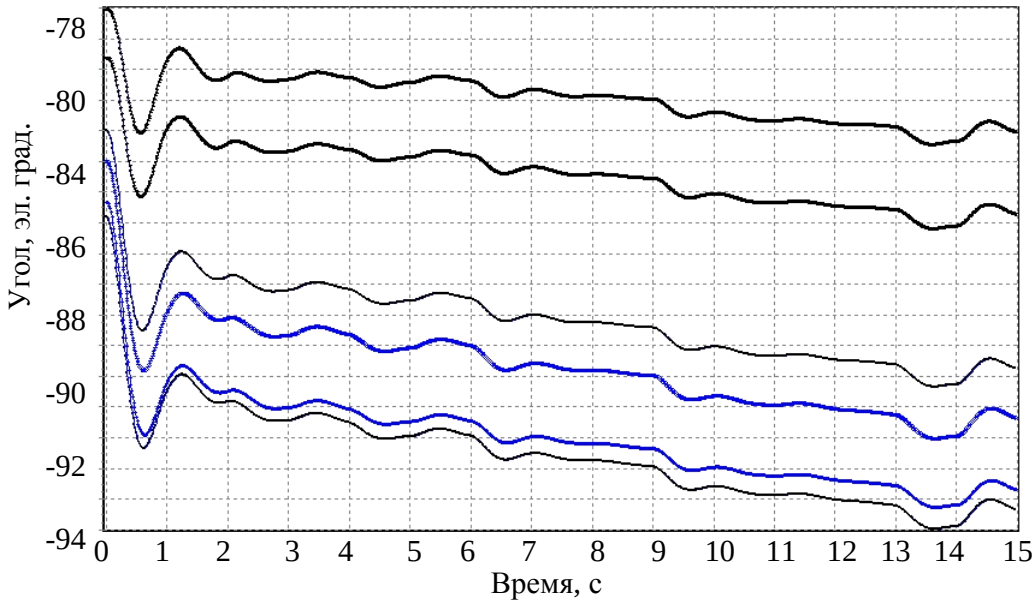


Рис. 3. Взаимные углы нагрузки (ПЭН-9) при выходе на раздельную работу при работе в существующей схеме электроснабжения

Особенности представления асинхронной нагрузки изложены в [1]. Несмотря на меньшие в сравнении с синхронными двигателями одиночные мощности, асинхронные двигатели высокого напряжения являются одним из наиболее распространенных видов электроприемников и их суммарная мощность велика. При анализе режимов выхода электростанции с резкопеременной нагрузкой на раздельную с энергосистемой работу также более корректным следует считать представление асинхронных двигателей самостоятельными электроприемниками при учете индивидуальных особенностей приводного механизма, а именно характера статического момента и технологических особенностей.

Уравнение движения в данном случае решается следующим образом.

Первоначально определяется статический момент на валу (о.е.) [2]:

$$M_{ст} = M_{нач} + (1 - M_{нач}) \cdot \left(k_f \cdot \left(1 - s_{(n-1)}\right)\right)^{\rho}, \quad (3)$$

где Мнач – начальный момент; s – скольжение; ρ – степень, зависящая от характера момента сопротивления; n – номер интервала; $k_f = \frac{f}{f_{ном}}$.

Полученный момент корректируется по величине скорости на интервале, после чего определяется мощность на валу и небаланс мощностей:

$$P_{мех(n)} = M_{ст} \cdot P_{мех0} \cdot \frac{n_{(n-1)}}{n_0}, \quad (4)$$

$$\Delta P_{(n)} = P_{(n)} - P_{мех(n)}. \quad (5)$$

Приращение скольжения на интервале определяется [3]:

$$\Delta s_{(n)} = \Delta P_{(n)} \cdot \frac{\Delta t}{T_i}, \quad (6)$$

$$s_{(n)} = s_{(n-1)} + \Delta s_n. \quad (7)$$

Это позволяет выявить поведение двигателей при выходе узла на раздельную работу с энергосистемой, в свою очередь, позволяет более точно определить условия нарушения устойчивости.

Рассмотрим, каким образом влияет выход узла с резкопеременной нагрузкой на раздельную с энергосистемой работу на динамическую устойчивость асинхронных двигателей. На рисунке 4 показана зависимость скорости вращения ротора во времени при выходе электростанции с нагрузкой на раздельную с энергосистемой работу.

В связи с относительной удаленностью рассматриваемого асинхронного двигателя от нагрузок с резкопеременным режимом работы влияние их на данный двигатель не значительно, и при работе в существующей схеме электроснабжения асинхронные двигатели сохраняют динамическую устойчивость.

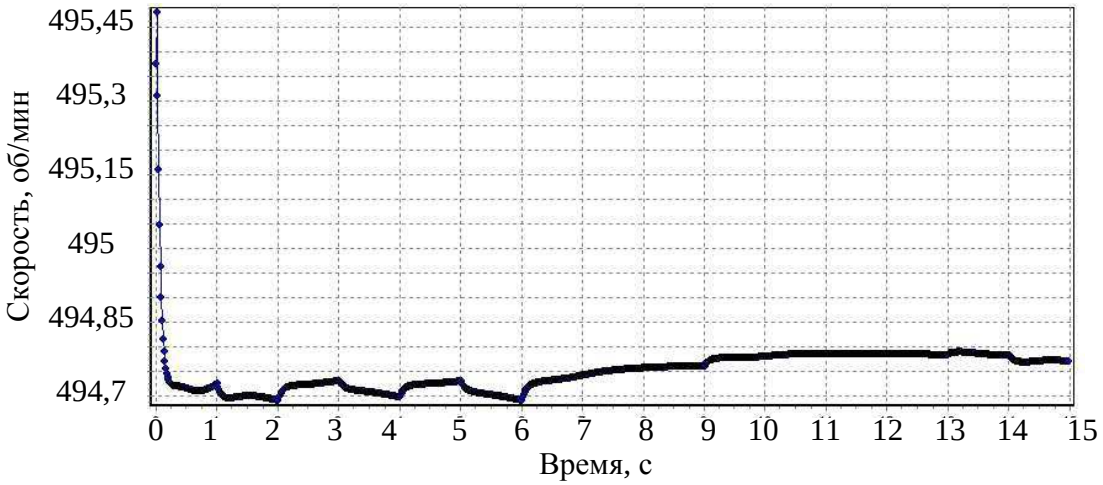


Рис. 4. Изменение скорости ротора асинхронного двигателя

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, наличие в сети резкопеременных нагрузок оказывает влияние на работу двигателей. При выходе электростанции с нагрузкой на раздельную работу происходит увеличение углов роторов синхронных двигателей относительно генераторов. Применительно к рассматриваемой схеме электроснабжения можно сделать вывод, что при существующей нагрузке устойчивость сохраняется. Однако, при повышении нагрузки рост углов роторов может привести к выпадению синхронных двигателей из синхронизма и снижению скорости вращения у асинхронных двигателей будет, что в дальнейшем приведет к их полной остановке. Асинхронные двигатели, как показали исследования, обладают в целом большей устойчивостью в подобных режимах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Заславец Б.И**.** Представление машин переменного тока в расчетах динамической устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями / Б.И. Заславец, В.А. Игуменщев, А.В. Малафеев. // Вестник ЮУрГУ Серия «Энергетика», выпуск 9, № 11, 2008, стр. 3-8**.**

2. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей / И.А. Сыромятников. – М.-Л., Госэнегроиздат, 1963. – 527 с.

3. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / под. ред. Л.А. Жукова. – М., Энергия, 1979. – 456 с.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРУТИЗНЫ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЗЛОВ НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ ПУТЕМ АППРОКСИМАЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМАХ

Д.А. Мышлянников, А.Г. Фишов
Новосибирский государственный технический университет
Факультет энергетики

Введение

Статические характеристики нагрузки (СХН) по напряжению (частоте) представляют собой зависимости активной и реактивной мощностей нагрузки от напряжения (частоты) $P_н=F_1(U)$, $Q_н=F_2(U)$ и $P_н=F_1(f)$, $Q_н=F_2(f)$ при медленных изменениях режимных параметров в квазиустановившихся и установившихся режимах электрической сети.

Важной характеристикой СХН является коэффициент ее крутизны, который используется при определении необходимых резервов мощности, оперативном управлении [1], выборе дозировок противоаварийной автоматики [2].

Недостоверность статических характеристик и их коэффициентов крутизны ведут к избыточности управляющих воздействий и, соответственно, к снижению надежности электроснабжения и энергосистемы.

В 1970-1980 гг. определение статических характеристик по напряжению и частоте, а также коэффициентов крутизны СХН для узлов нагрузки с различным составом потребителей осуществлялось путем проведения натурных экспериментов в энергосистемах.В настоящее время проведение таких экспериментов затруднено не только ввиду их сложности, непредсказуемости последствий, дороговизны, но реструктуризацией отрасли электроэнергетики, приватизацией ее активов, развитием рынка электроэнергии. Имеющиеся СХН устарели, т.к. произошли существенные изменения в структуре нагрузки (увеличилась доля коммунально-бытовой нагрузки и снизилась доля промышленной нагрузки), в разнообразии ее элементов (появились накопители электроэнергии, газотурбинные и парогазовые установки малой мощности в составе узлов нагрузки).

Постановка задачи

В данной работе исследуется возможность получения коэффициентов крутизны СХН по данным регистрограмм переходных процессов в эксплуатационных режимах (пассивных экспериментов) при спорадических возмущениях режима электрической сети. Если бы при эксплуатационных возмущениях, связанных с нарушением балансов активной или реактивной мощностей, автоматика и операторы не ликвидировали бы эти нарушения (сохранялась однородность процесса), то определение коэффициентов крутизны СХН, СХЧ не представляло бы труда, т.к. были бы известны установившиеся значения мощности, частоты и напряжения до и после возмущения. Однако, такие ситуации достаточно редки. В связи с этим в настоящей работе ставится задача определения коэффициентов крутизны СХН по напряжению по данным однородного переходного процесса (без структурных изменений в системе) на фиксируемых кратковременных этапах их однородности, которые не завершаются установившимися режимами.

Метод определения коэффициентов крутизны СХН

Метод определения коэффициентов крутизны СХН основан на аппроксимации переходных процессов в узле нагрузки, возникающих при кратковременных спорадических скачках напряжения (например, при к.з.), и прогнозировании по полученным аппроксимирующим функциям их завершения (установившегося режима).

Переходный процесс изменения нагрузки, как правило, носит колебательный и затухающий характер. Такой переходный процесс можно представить совокупностью компонент: апериодическими составляющими (трендом) и затухающими колебательными составляющими. Если из аппроксимирующей функции переходного процесса изменения напряжения и мощности в узле нагрузки убрать колебательные составляющие (учесть их затухание в прогнозируемом установившемся режиме), то по тренду определятся нужные для вычисления коэффициентов крутизны установившиеся значения

$$K_U^P = \frac{\Delta P_н}{\Delta U_н} \qquad (1)$$

$$K_U^Q = \frac{\Delta Q_н}{\Delta U_н}, \qquad (2)$$

где K_U^P и K_U^Q – значения коэффициентов крутизны статических характеристик нагрузки (МВт/кВ, МВАр/кВ соответственно); $\Delta U_н$, $\Delta P_н$, $\Delta Q_н$ – изменения активной и реактивной мощности нагрузки (кВ, МВт, МВАр).

Таким образом, алгоритм определения коэффициентов крутизны СХН сводится к следующему:

1. В возмущенных эксплуатационных режимах энергосистемы со скачками напряжения (частоты) регистрируются возникающие в узле нагрузки переходные процессы;
2. В переходном процессе выбираются интервалы однородности;

3. На интервале однородности производится аппроксимация переходного процесса в нагрузке с подбором аппроксимирующей функции и определением ее параметров методом наименьших квадратов (МНК);

4. По полученной аппроксимации прогнозируется установившийся режим при сохранении однородности процесса;

5. Рассчитываются коэффициенты крутизны СХН по формулам (1,2).

Проверка работоспособности метода

Проведем проверку на примере простейшей схемы, представленной на рисунке 1, в которой исследуемый узел комплексной нагрузки (УКН) подключается через линию электропередачи и трансформатор к шинам бесконечной мощности (ШБМ). Узел комплексной нагрузки содержит асинхронный, синхронный двигатели, и статическую составляющую в виде активного шунта.

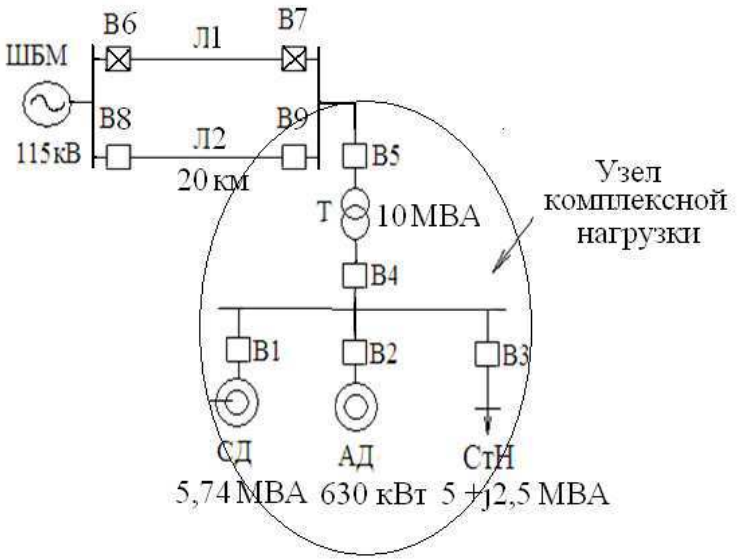


Рис.1. Схема электрической сети с узлом нагрузки

Переходные процессы в узле нагрузки моделировались в программе MATLAB/Simulink. На рис.2 и 3 представлены регистрограммы переходных процессов в узле нагрузки при импульсном изменении напряжения, связанном с отключением и повторным включением одной из параллельных линий электропередачи.

Рис.2. Переходный процесс изменения напряжения Uн(t) в узле нагрузки при отключении одной из параллельных питающих линий

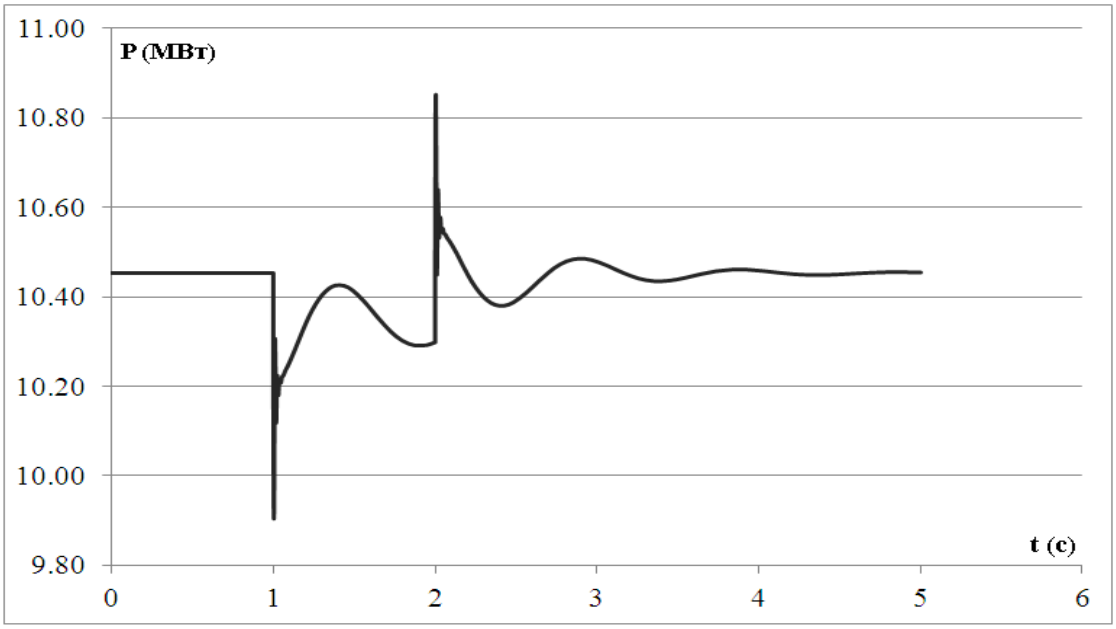


Рис.3. Переходный процесс изменения активной мощности Рн(t) узла комплексной нагрузки (реакция узла нагрузки на импульсное воздействие напряжения)

В качестве функции аппроксимации переходных процессов изменения напряжения, активной и реактивной мощности в УКН была принята наиболее адекватная модель переходных процессов в виде затухающей по экспоненте синусоиды и постоянной величины (константы), определяемая по методу наименьших квадратов (МНК)

$$U(t) = a\sin(bt)\,e^{-ct^2} + d \quad (3)$$

$$P(t) = a\sin(bt^2)\,e^{-ct^2} + d \quad (4)$$

На рисунке 4 и 5 представлены результаты аппроксимации интервала однородного процесса в узле комплексной нагрузки и прогнозирования завершения этого процесса.

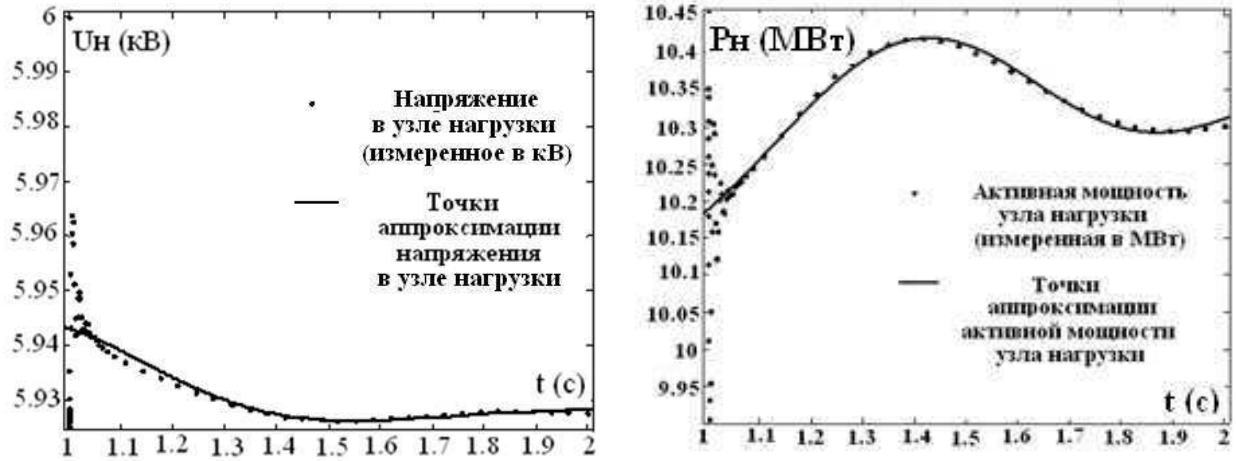


Рис.4. Результаты аппроксимации интервала однородного процесса

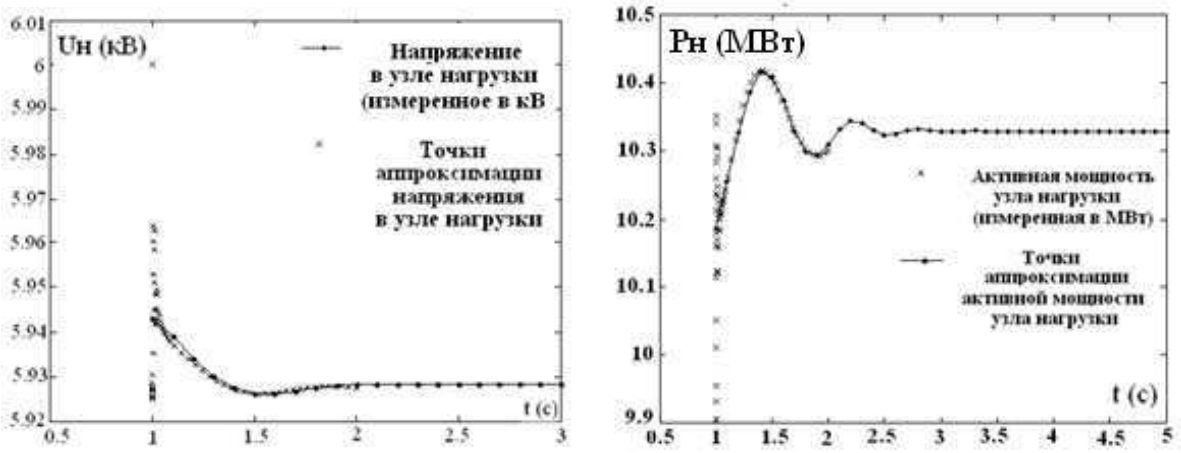


Рис.5. Результаты прогнозирования завершения однородного процесса

Таблица 1. Значения коэффициентов крутизны СХН узла нагрузки

Сравнение конечных значений точек СХН, полученных по результатам аппроксимации однородного процесса и его прогнозирования						Коэффициенты крутизны СХН узла	
Uн нач, кВ	Uн уст, кВ	Рн нач, МВт	Рн уст, МВт	Qн нач, МВАр	Qн уст, МВАр	K_U^P, МВт/кВ	K_U^Q, МВАр/кВ
6,00	5,93	10,45	10,32	6,66	6,49	2,14	2
	5,93		10,30		6,52		

Коэффициенты крутизны СХН определены по двум точкам (наклонная линия в координатах Рн(U), Qн(U)) на интервалах стационарности и однородности процесса, соответствующих нормальному и послеаварийному установившимся режимам.

Как видно из табл.1 значения точек СХН узла, полученных путем аппроксимации поведения нагрузки на коротком интервале времени и путем прогнозирования на длительном интервале времени однородных переходных процессов близки друг другу.

ВЫВОДЫ

Переходные процессы в нагрузке затухают за время t=1,5-3 с, поэтому в аварийных и послеаварийных режимах с установившимися отклонениями напряжения или частоты большей длительности возможна фиксация значений мощности нагрузки, соответствующих ее статическим характеристикам, с последующим определением коэффициентов крутизны характеристик.

Предлагаемый метод позволяет определять коэффициенты крутизны СХН узлов нагрузки при кратковременных скачках напряжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. //Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России». Утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 321, - М.: 2008.

2. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. //Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС».Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 №102, - М.: 2011.

3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей// – М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248с.: ил.

4. A.Chakrabortty, J. H. Chow and A. Salazar. A Measurement-based Framework for Dynamic Equivalencing of Power Systems using Wide-Area Phasor Measurements// IEEE Transactions on Smart Grid, Mar. 2011. vol.1(2), pp. 68-81.

5. Michiya Tomoda, Junya Matsuki and Yasuhiro Hayashi. Parameter Estimation of Dynamic Load Model in Power System by using Measured Data // Journal of International Council on Electrical Engineering,2011. Vol. 1, No. 2, pp.200~206.

6. D. Karlsson and D.J. Hill. Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems // IEEE Transactions on Power Systems, 9(1):157-166, Feb. 1994.

Научный руководитель: А.Г. Фишов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНФОРМАТИВНЫХ ДИАПАЗОНОВ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Ндайизейе Мартин*, А.Е. Усачев*, Р.Г. Ильдарханов**
*ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет»
**ООО ИЦ «Энергопрогресс»

Силовой рансформатор (СТ) является основной частью энергетической сети и своевременная оценка его состояния является необходимым элементов его надежного функционирования. Метод частотного анализа (МЧА) позволяет оценивать состояние обмотки трансформатора без его первоначального вскрытия [6]. По заключению рабочей группы CIGRE WG A2.26, метод частотного анализа признан наиболее чувствительным при оценке деформаций обмоток трансформатора [1]. Во многих странах большинство трансформаторов с наработкой более 30-40 лет не имеют эталонных амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) полученных непосредственно перед введением трансформаторов в эксплуатацию [2]. Данное обстоятельство ограничивает применимость МЧА. Для решения этой проблемы предлагается методика нахождения информативных резонансов кривых АЧХ [3], дающих возможность проведения количественной оценки возникающих в обмотках остаточных деформаций при помощи МЧА. Статистический анализ значений частот резонансов АЧХ позволяет перейти к более детальному изучению состояния обмоток трансформаторов. Это даст возможность не только определять наличие дефекта, но и получить представление о его типе, степени развития и локализации в обмотке.

В работе проанализированы АЧХ обмоток низшего напряжения (НН), полученные на однотипных автотрансформаторах типа АТДЦТН-200000/220/110. Обмотки всех анализируемых СТ соединены в неразборный треугольник, поэтому при измерениях использовались схемы, когда тестовый сигнал (зондирующий импульс) подается в начало обмотки, а отклик записывается на конце обмотки данной фазы.

Для удобства анализа из кривой АЧХ выделялись точки пика резонансов, которые впоследствии группировались соответственно порядковому номеру резонанса. Полученный массив точек представляет собой набор «облаков» точек, где каждое «облако» соответствует тому или иному резонансу АЧХ.

Нумерация резонансов АЧХ производилась слева направо. Для обнаружения скрытых резонансов использовалось вычисление первой и второй производной от исходной функций. По полученным данным строились графики нормального распределения Гаусса [4] по формуле:

$$y(f) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\cdot\sigma} e^{0.5\left(\frac{f_i - f_{cp}}{\sigma}\right)^2} \quad (1)$$

Где f_i – частота в i-й точке кривой, кГц;

$f_{ср}$ – средняя частота, кГц;

σ – среднее отклонение частоты,

$y(f)$ – значение функции в точке f_i.

Распределения Гаусса характеризуют наиболее вероятные частоты того или иного резонанса для АЧХ обмоток НН автотрансформаторов данного типа.

На рисунке 1 показаны точки резонансов и соответствующего распределения Гаусса.

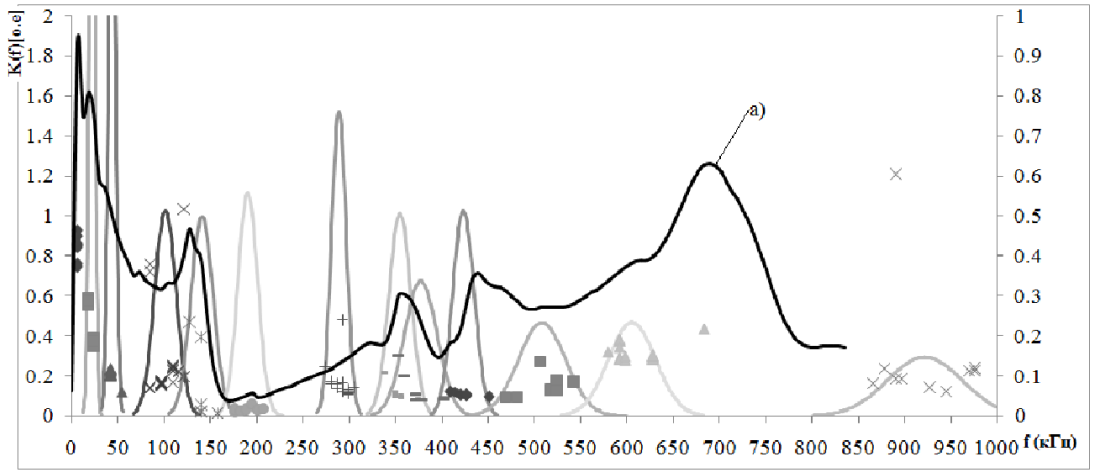


Рис. 1. Массив точек и графики распределения Гаусса резонансов АТДЦТН-200000/220, *а* – экспериментальная кривая АЧХ.

Амплитуда экспериментальной кривой АЧХ увеличена для большей наглядности и удобства сравнения. Как видно из рисунка 1, в диапазоне до 1 МГц амплитудно-частотные характеристики обмоток НН автотрансформаторов АТДЦТН-200000/220 состоят из 13 резонансов. Распределения Гаусса, построенные на основании данных, полученных из результатов экспериментов и статистической обработки, наглядно демонстрируют дисперсию частот каждого резонанса для рассматриваемой группы АЧХ. При этом, распределения Гаусса, построенные на группах точек со сравнительно меньшей дисперсией, имеют сравнительно большую амплитуду.

Аналогичные расчёты были произведены также и для кривых АЧХ автотрансформаторов АТДЦТН-125000/220 и АТДЦТН-250000/220. При наложении полученных кривых распределения Гаусса на одном графике получено девять основных групп резонансов (см. рис. 2). Остальные группы резонансов на данном этапе исследования исключены из рассмотрения по причине их малой амплитуды, как не вносящие существенных изменений в кривую АЧХ.

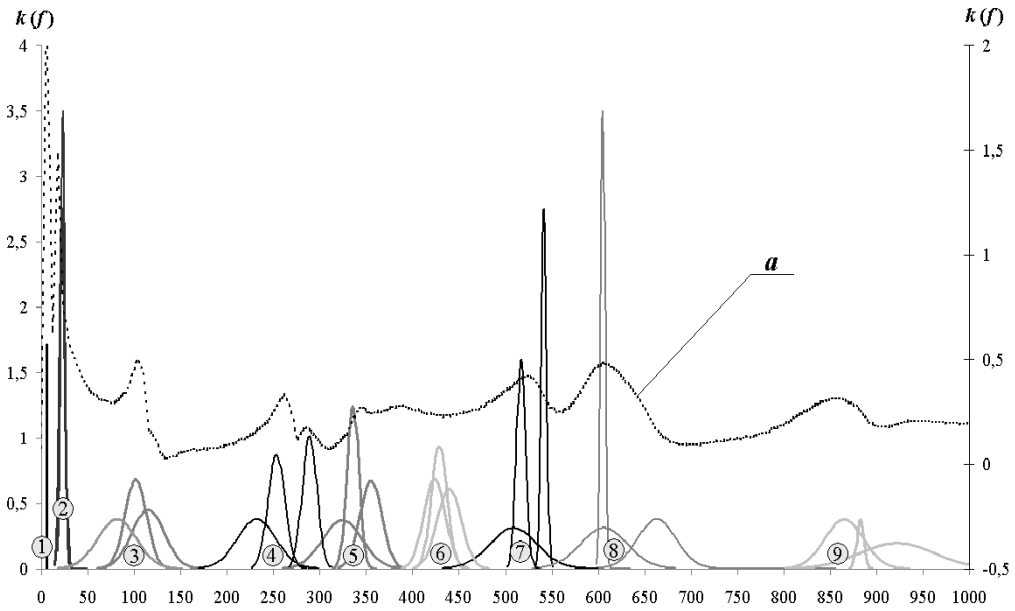


Рис.2. Группы резонансов для автотрансформаторов типа АТДЦТН с мощностями 125, 200 и 250 МВА. *а* – экспериментальная кривая АЧХ, 1-9 – номера групп резонансов

Для каждой группы резонансов были рассчитаны максимальные отклонения частот Δf_{max}, %. Отклонения рассчитывались по следующей формуле:

$$\Delta f_{max} = \frac{f_{p2} - f_{p1}}{f_{p1}} \cdot 100\% \quad (2)$$

Величина максимального отклонения частот в данном случае служит критерием информативности того или иного резонанса АЧХ. Причём, чем меньше значение Δf_{max}, тем более информативным считается данный резонанс исходя от того, что здоровые фазы должны иметь одинаковые АЧХ [2,5]. Это находит объяснение в том, что в случае возникновения дефекта в обмотке, частоты резонансов изменяются, и чем больше степень развития дефекта, тем больше изменение частоты.

На следующем этапе исследования была создана программы для нормирования кривых АЧХ и чтения данных из файла при помощи среды Delphi с последующим выделением участка спектра для глубокого анализа. В состав окна интерфейса программы нормирования и вывода данных входят:

- окно для отображения экспериментальных, нормированных или участков кривых АЧХ;
- окно для ввода начальной частоты выбранного участка;
- окно для ввода конечной частоты выбранного участка;
- окно для пуска исходных спектров АЧХ;
- окно для пуска нормированных спектров АЧХ;
- окно для пуска всех спектров АЧХ;
- код программы.

На рисунке 3 показано результат нормирования трех спектров автотрансформатора (АТ) марки АТДЦТН-200000/220/110. Из рисунка 3 видно, что в результате нормирования, все спектры совпадают кроме участка частот от 250 кГц до 350 кГц. Увеличение этого участка увеличивает наглядность кривых для анализа.

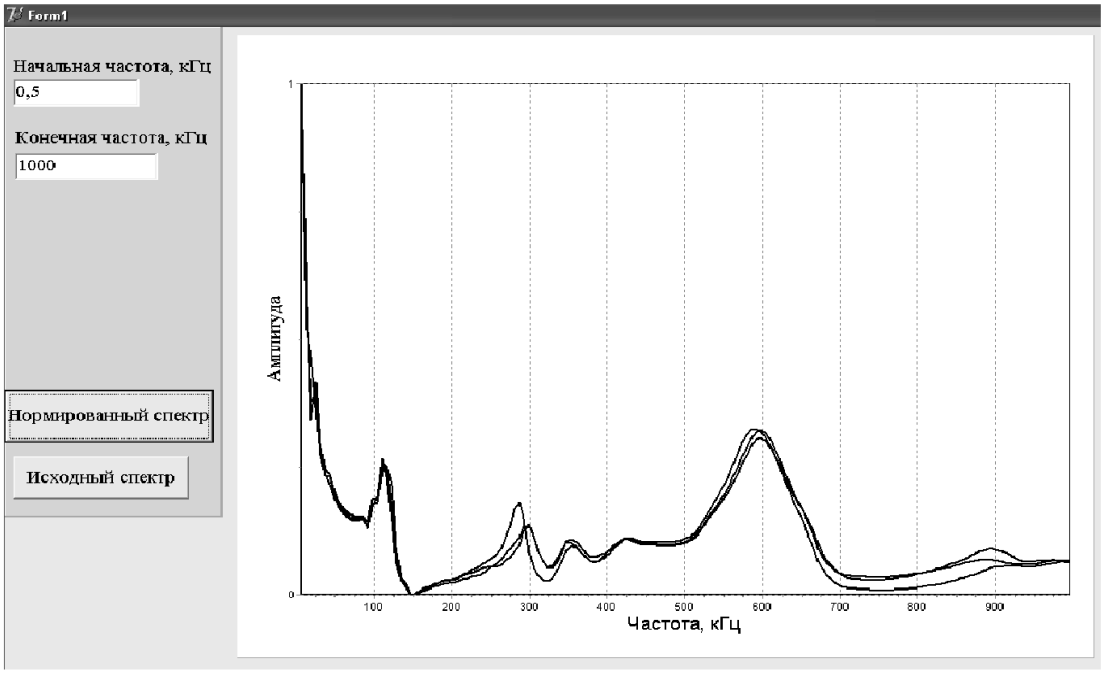


Рис. 3. Нормирование спектров АЧХ обмоток АТДЦТН-200000/220/110.

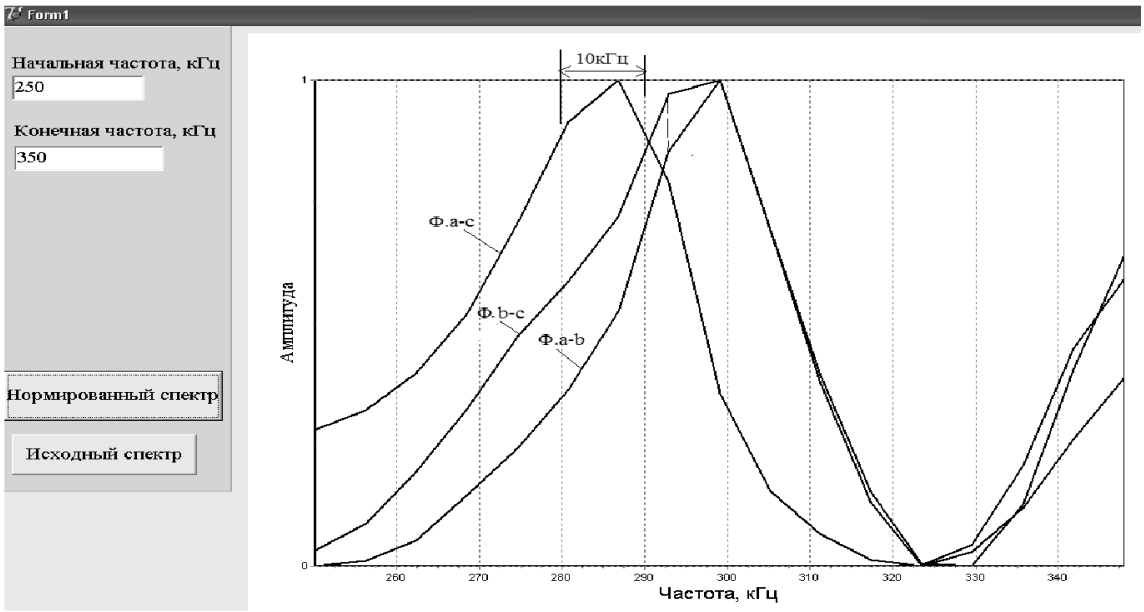


Рис. 4. Выделение и увеличение спектров АЧХ обмоток АТДЦТН-200000/220/110

На рисунке 4 показано выделение и увеличение участка спектров от 250 кГц до 350кГц, который позволяет четко оценить смещение спектров АЧХ в выбранном частотном диапазоне. Наблюдается смещение кривой Ф.a-c налево на величину 10кГц (см. рис. 4), что имеет диагностический характер. Таким образом, при сравнении спектров фаз между собой, можно подтвердить возникновение деформации в обмотке фазы a-c.

ВЫВОДЫ

1. В условиях невозможности визуального обследования активной части всех обследуемых силовых трансформаторов, наиболее конструктивным путём решения проблемы возникновения ошибок второго рода, когда обмотки, содержащие дефекты, принимаются в качестве исправных, является статистический анализ достаточно большого числа результатов измерений методом частотного анализа.

2. Использование специально созданной программы с использованием языка

программирования Delphi позволяет более четко проанализировать спектры АЧХ в узком диапазоне. Что дает возможности для анализа любой кривой в малых и больших масштабах.

3. Выявлены группы резонансов с наибольшим и наименьшим отклонением частот. Показано, что отклонение частот резонансов является критерием информативности того или иного резонанса АЧХ. Причём, чем меньше значение отклонения частоты, тем более информативным считается данный резонанс.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Градов А.А. Макарова Н.Л.Проблема выявления витковых замыканий силового трансформатора и ее решение. Электрооборудование: эксплуатация и ремонт, № 9, 2012.– С.42-47.

2. Alberto Avalos Gonzalez, Jaime Cerda Jacobo, Servando Sanchez Ruíz . Incipient Failure Detection in Power Transformers through Frequency Sweep Response. Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2012 Vol II WCECS 2012, October 24-26, 2012, San Francisco, USA

3. Ндайизейе Мартин, Усачев А.Е., Ильдарханов Р.Г. Анализ различий Амплитудно-частотных характеристик обмоток однотипных силовых трансформаторов. Девятая международная научно- техническая конференция Студентов, Аспирантов и молодых ученых 2014г с135-137.

4. Ильдарханов Р.Г., Усачев А.Е. Контроль состояния обмоток силовых трансформаторов путем спектрального анализа передаточных функций // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2010. – № 3–4. – С. 38–47.

5. Ильдарханов Р.Г. Диагностирование дефектов обмоток силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов. Энергетика Татарстан 2009г. № 1 с 69-72.

6. Исаев Ю. Н. , Васильева О. В. , Елгина Г. А. Определение деформаций проводов обмотки трансформатора, вызванных током короткого замыкания [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. - 2013 - №. 3. - С. 1-8.

Научный руководитель: УСАЧЕВ Александр Евгеньевич, доктор. физ-мат. наук, профессор кафедры «Электрические станции» Казанский государственный энергетический университет.

ВИРТУАЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ «СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С ЭЛЕМЕНТАМИ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ»

Е.Е. Горшков, А.А. Кременсков
Южно-Уральский государственный университет (НИУ)

С развитием электроэнергетических систем усложняется управление режимами их работы. В длительных режимах, оптимизируя распределение потоков мощности между различными сечениями энергосистемы, приходится согласовывать работу сетей с разными величинами и углами δ узловых напряжений. В аварийных и послеаварийных режимах для предупреждения развития аварии надо быстро менять топологию сети, ее пропускную способность, перераспределять потоки мощности в сечениях энергосистемы.

Элементы силовой электроники (СЭ) помогают решать эти задачи, являясь основой силовой части систем регулирования как в рабочих, так и в аварийных и послеаварийных режимах энергосистем. К устройствам на базе СЭ относятся управляемые шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторыи коммутируемые тиристорами конденсаторные батареи, устройства управляемой продольной компенсации, объединенные регуляторы потоков мощности, передачи и вставки постоянного тока, фазовращатели и

другие элементы [1-5]. Поэтому электроэнергетикам необходимы знания, как элементов СЭ, так и систем электроэнергетики на базе СЭ. Современные компьютерные технологии позволяют перевести процесс обучения в виртуальную среду. При этом достигается максимальный эффект в освоении электромагнитных процессов в изучаемых устройствах, а так же режимов их функциональных свойств. Поставлена задача создать виртуальные лаборатории, соответствующие современным технологиям в области электроэнергетики, решающие эти задачи и способствующие плодотворному и результативному изучению материала, а также проведению научных исследований.

Лаборатория создана в программной среде MatlabSimulink, имеющей достаточную базу элементов электроэнергетики, хорошую математическое обеспечение и средства для визуализации и обработки результатов исследований. Создание лаборатории опиралось на опыт кафедры ЭССиС ЮУрГУ, накопленный при выполнении НИР и в учебном процессе. Созданы модели как элементов СЭ, так и систем с элементами СЭ.

Лаборатория «Системы электроэнергетики с элементами СЭ» включает цикл работ по элементам СЭ: трехфазная мостовая схема в режимах выпрямления и инвертирования, статический тиристорный компенсатор реактивной мощности, автономный инвертор напряжения, широтно-импульсная модуляция (ШИМ) в АИН иПН, преобразователь напряжения (ПН), ПН в режиме СТАТКОМ, а так же цикл работ по системам электроэнергетики с элементами СЭ: статический синхронный последовательный компенсатор (ССПК), передачи и вставки постоянного тока на базе преобразователей тока и ПН. Разработка элементов продолжается.

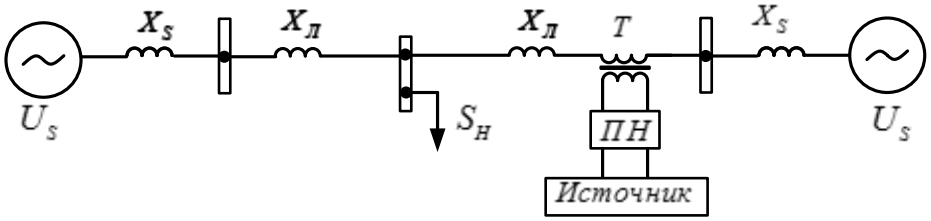


Рис. 1. Схема сети ССПК

Методические материалы к каждой работе формулируют цель исследований и содержат описание модели, программу испытаний и проведения опытов. Пример одной из моделей для исследования сети с ССПК (рисунок 1) приведен на рисунке 2. Силовая схема модели состоит из двух энергосистем, введенных трехфазными симметричными системами ЭДС и сопротивлениями фаз; трехфазных индуктивностей, моделирующих ЛЭП; ССПК, состоящего из ПН - вентильной части на полностью управляемых тиристорах 1 – 6, и обратных диодах D1 – D6 с источниками питания на стороне постоянного напряжения, а так же трехфазной нагрузки - активно-индуктивного сопротивления.

В подсистеме «To VD» размещены блоки, передающие информацию о каждом векторе, которым в «Workspace» присваивается индивидуальные имена в соответствии с именем в графе «Variable name» блока «Triggered To Workspace». В подсистеме «Puls» расположена система управления и осциллограф «Scope1». На него заведены коэффициент модуляции и фазовый сдвиг вектора напряжения ПН относительно вектора напряжения сети.

В подсистеме «Voltage» размещены «Scope2», «Scope3», «Scope4». На «Scope2» заведены действующие значения напряжения на выходе ПН, на выходе питающей системы без ССПК, перед нагрузкой со стороны питающей системы без ССПК. На «Scope3» - действующие значения напряжения перед нагрузкой со стороны питающей системы с ССПК, после последовательного трансформатора, на выходе питающей системы с ССПК. К «Scope4» подключены напряжение фазы А на выходе ПН и напряжение фазы А на выходе питающей системы с ССПК, совмещенные с их первыми гармониками.

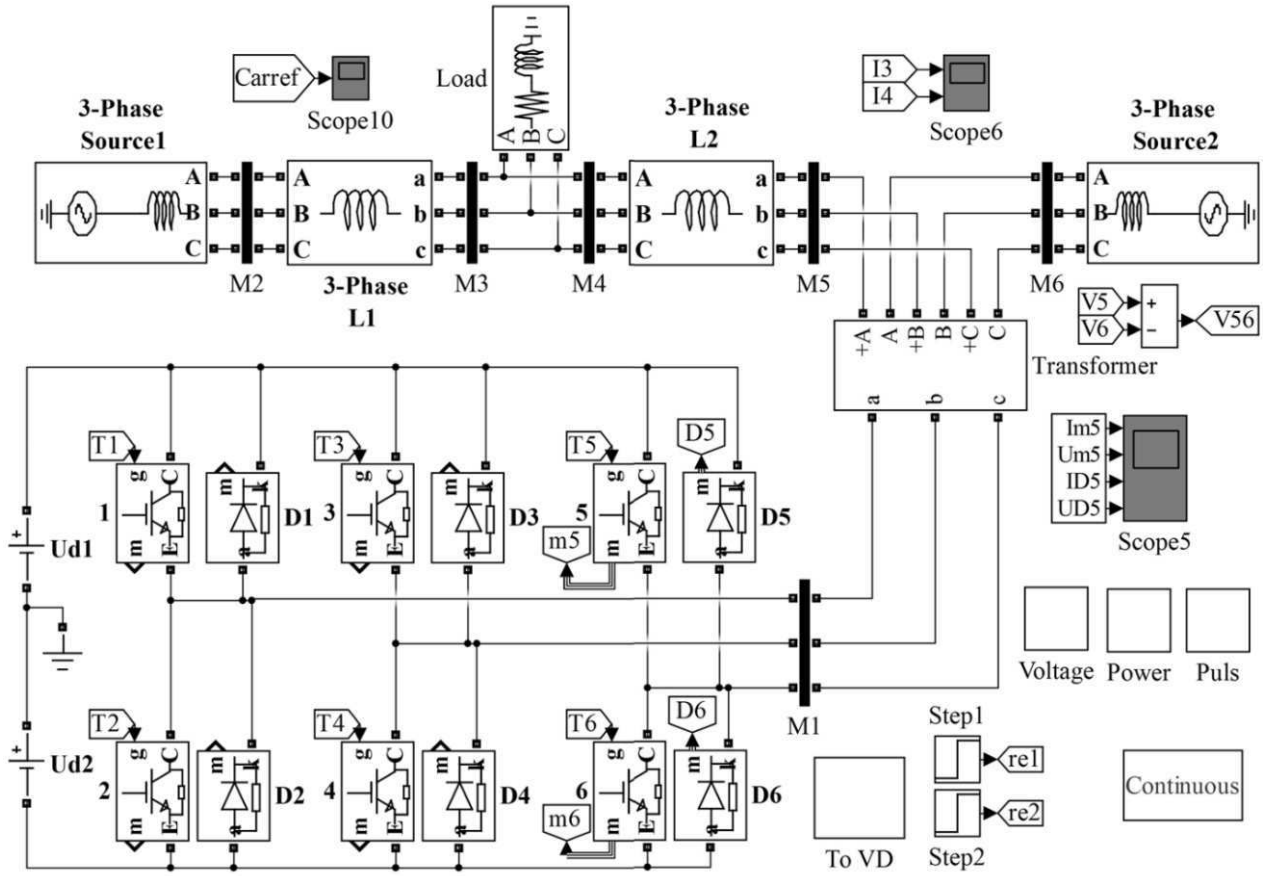


Рис. 2. Схема модели сети с ССПК

К «Scope5» заведены ток вентиля 5, напряжения на вентиле 5 $U_{в5}$, ток диода 5, напряжение на 5 диоде. «Scope6» показывает токи трех фаз питающей системы без ССПК, питающей системы с ССПК.

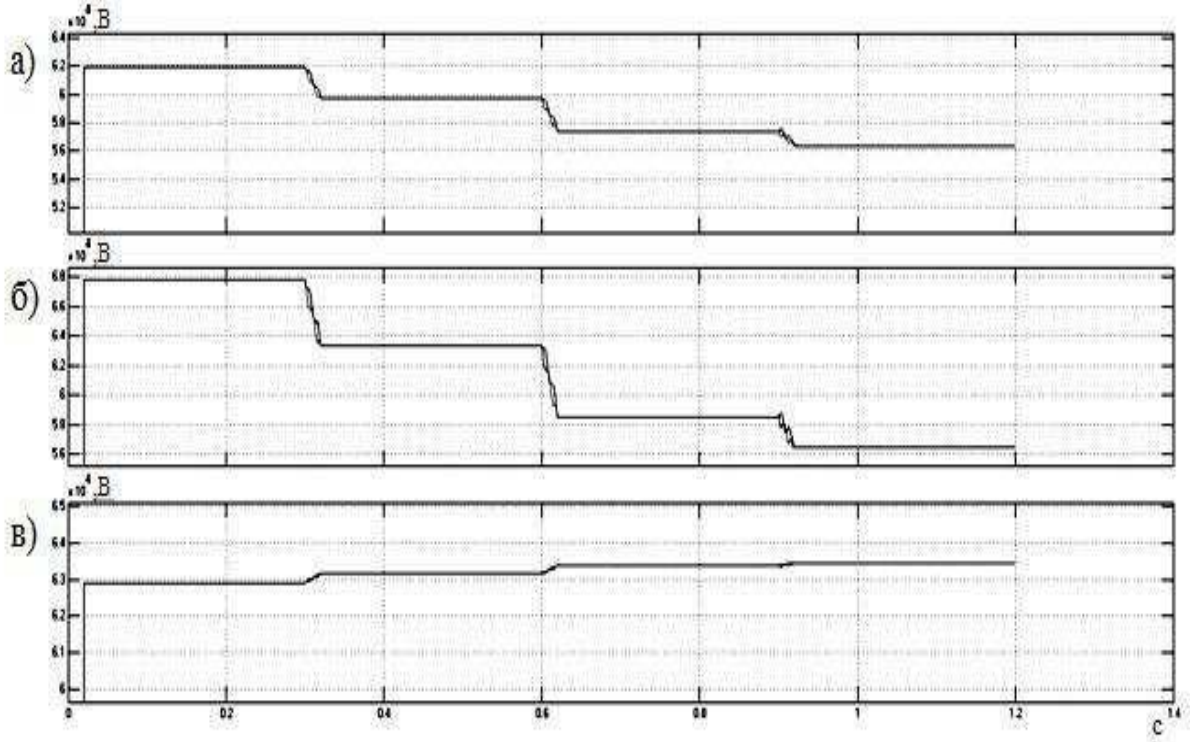


Рис. 3. Осциллограммы действующих значений напряжения

В подсистеме «Power» расположены «Scope7», «Scope8». Они показывают активную и реактивную мощность питающих систем перед нагрузкой соответственно мгновенных и средних значений. К «Scope9» заведены опорный и несущий сигналы.

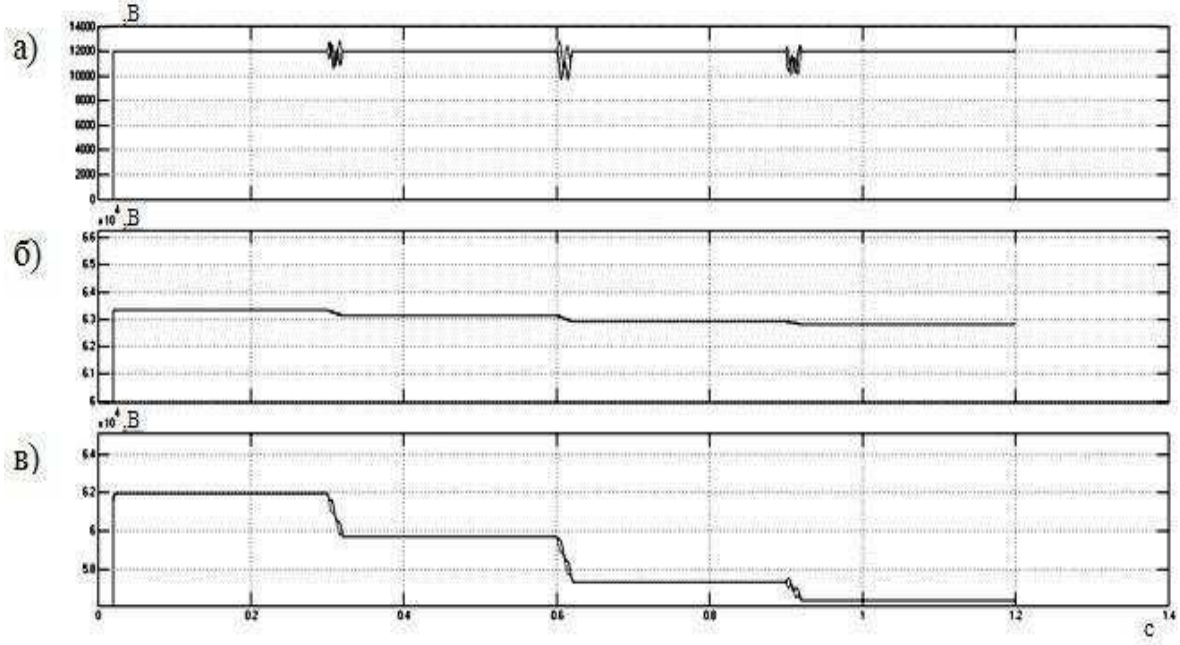


Рис. 4. Осциллограммы действующих значений напряжения

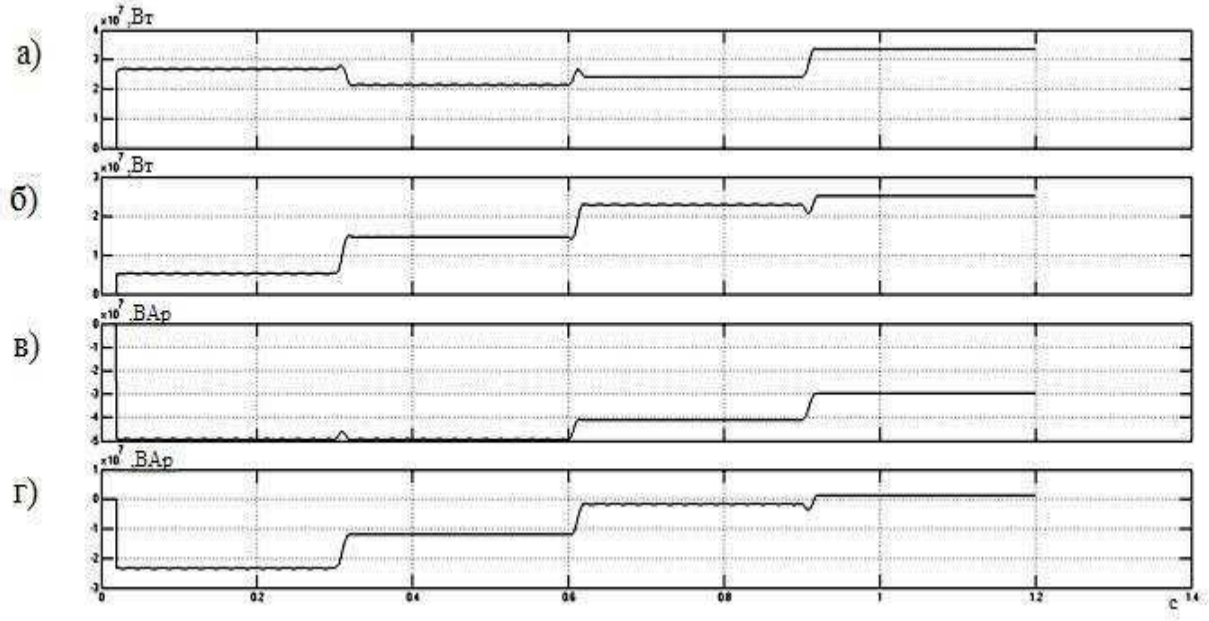


Рис. 5. Активные и реактивные мощности энергосистем

На рисунках 3, 4, 5 приведены осциллограммы изменения параметров режима сети (рисунок 1) при ступенчатом изменении (δ = 45, 90, 135, 180) фазового сдвига вектора напряжения ПН относительновектора напряжения сети. Это действующие значения напряжения перед нагрузкой со стороны питающей системы с ССПК, после последовательного трансформатора, на выходе питающей системы с ССПК (соответственно на рисунке 3а, б, в); действующих значений напряжения на выходе ПН, на выходе питающей системы без ССПК, перед нагрузкой со стороны питающей системы без ССПК (соответственно на рисунке 4а, б, в); а так же активных и реактивных мощностей энергосистем перед нагрузкой (соответственно на рисунке 5а, б, в, г). На этих осциллограммах видно перераспределение нагрузки между энергосистемами при изменении угла δ ПН ССПК и модуля векторов напряжений систем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В среде MatlabSimulink разработана виртуальная лаборатория «Системы электроэнергетики с элементами силовой электроники», предназначенная для обучения персонала и проведения научных исследований. Лаборатория развивается. Ряд моделей создается с использованием других программных продуктов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Кочкин В.Н. Управляемые передачи мощности // Новости электротехники. 2007. № 4 (46). С.2–6.
2. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи высокого напряжения: Учеб. для вузов М.: Издательский дом МЭИ, 2007 – 488с.
3. Пешков, М.В. Разработка и исследование системы управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электроэнергетических систем: диссертация канд. тех. наук / М.В. Пешков. – 2012. – 159 с.
4. Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Регулирование напряжения энергоблока синхронный генератор – объединенный регулятор потока мощности // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Том 14, № 3. С.13–16.
5. Гольдштейн М.Е., Филяев К.Ю. Универсальная математическая модель системы с вентильными асинхронными связями // Электричество. 2008. № 6. С.12–18.

Научный руководитель: М.Е. Гольдштейн, к.т.н., профессор, профессор кафедры электрических станций, сетей и систем ЮУрГУ.

УМЕНЬШЕНИЕ ПУСКОВЫХ ТОКОВ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ С КОРОТКОЗАМКНУТЫМ РОТОРОМ

М.Ю. Марков
Новосибирский государственный технический университет

Электропривод переменного тока используется практически во всех сферах человеческой деятельности, где необходима механическая работа. В настоящее время основным потребителем электроэнергии, на уровне 80% от вырабатываемой электроэнергии, является именно электропривод, при этом доля асинхронного электродвигателя в приводе машин и механизмов составляет около 75 % с тенденцией к постоянному увеличению. Связано это, прежде всего, с надежностью, низкой стоимостью и легкостью в изготовлении асинхронной машины. Тем не менее, асинхронная машина также имеет и недостатки, и одним из главных ее недостатков является большой пусковой ток, превышающий рабочий ток в 5-7 раз [1].

Известно несколько конструкций электроприводов переменного тока на основе асинхронной машины, в которых для уменьшения пускового тока используется, например, тиристорный коммутатор, автотрансформатор, или реактор [1], снижающий напряжение, подводимое к двигателю. Одним из основных недостатков таких электроприводов является уменьшение пускового момента электродвигателя, что вводит определенные ограничения к их применению. К тому же, использование таких устройств приводит к значительному удорожанию всей конструкции.

Уменьшить пусковой ток без уменьшения пускового момента электропривода позволяет установка в электроприводе статора асинхронного электродвигателя с возможностью поворота путем вращения с непрерывно увеличивающимся углом, серводвигателя, а так же системы управления (получено положительное решение о выдаче патента на полезную модель от 13.08.2014).

Скольжение s асинхронной машины, как относительная разность частоты вращения магнитного поля статора и частоты вращения ротора при неподвижном статоре, определяется из выражения [2]:

$$S = \frac{\omega_{сети} - \omega_{мех}}{\omega_{сети}} \quad (1)$$

При вращении статора выражение для скольжения принимает вид:

$$S^* = \frac{\omega_{сети} \pm \omega_{ст} - \omega_{мех}}{\omega_{сети}} \quad (2)$$

Таким образом, в зависимости от скорости и направления вращения статора будет меняться скольжение S^*.

В Т-образной схеме замещения асинхронной машины, в отличие от Т-образной схемы замещения трансформатора имеется переменное сопротивление механической мощности, зависящее от скольжения:

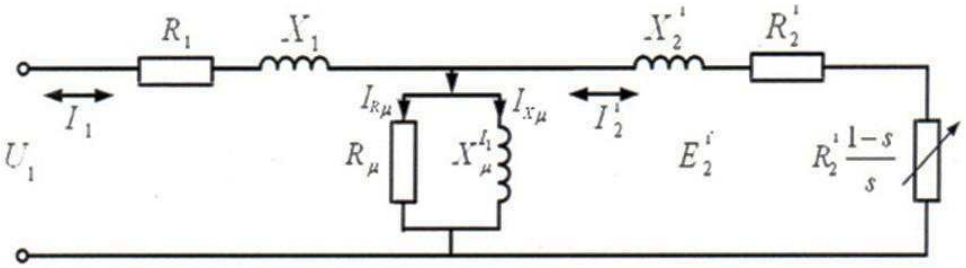


Рис. 1. Схема замещения асинхронной машины, приведенная к обмотке статора

В данной схеме замещения потоки рассеяния представлены сопротивлениями рассеяния X_1 и X_2'. Сопротивления обмоток статора и ротора обозначены R_1 и R_2'соответственно. Параметр ветви намагничивания Rμ моделирует потери на гистерезис и вихревые токи в магнитной цепи машины. Xμ - индуктивное сопротивление основного магнитного потока. В случае короткого замыкания (простого пуска электродвигателя или механической остановки ротора) скольжение s=1, а сопротивление R_2'(1-s)/s равно нулю. Уменьшение пускового тока в описываемом электроприводе происходит в связи с тем, что включение двигателя в сеть благодаря предварительному разгону его статора до синхронной скорости происходит при скольжении, равном нулю, когда магнитное поле статора неподвижно относительно ротора двигателя и его обмотки. При этом сопротивление R_2'(1-s)/s равно бесконечности, следовательно, пусковой ток мал, и равен только току намагничивания.

Конструкция электропривода переменного тока с возможностью вращения статора отражена на рисунке 2 и содержит электродвигатель переменного тока (1) с установленным на подшипниках (2) статором. Статор получает вращение от серводвигателя (3). Электрическая связь сети с электродвигателем (1) осуществляется посредствам контактных колец (4). Торможение статора осуществляется тормозным устройством (5). В случае, если между серводвигателем и статором электродвигателя переменного тока установлена необратимая передача (например, червячная), тормозное устройство не требуется. Датчик (6) измеряет скорость вращения ротора электродвигателя, а датчик (7) - скорость вращения статора электродвигателя.

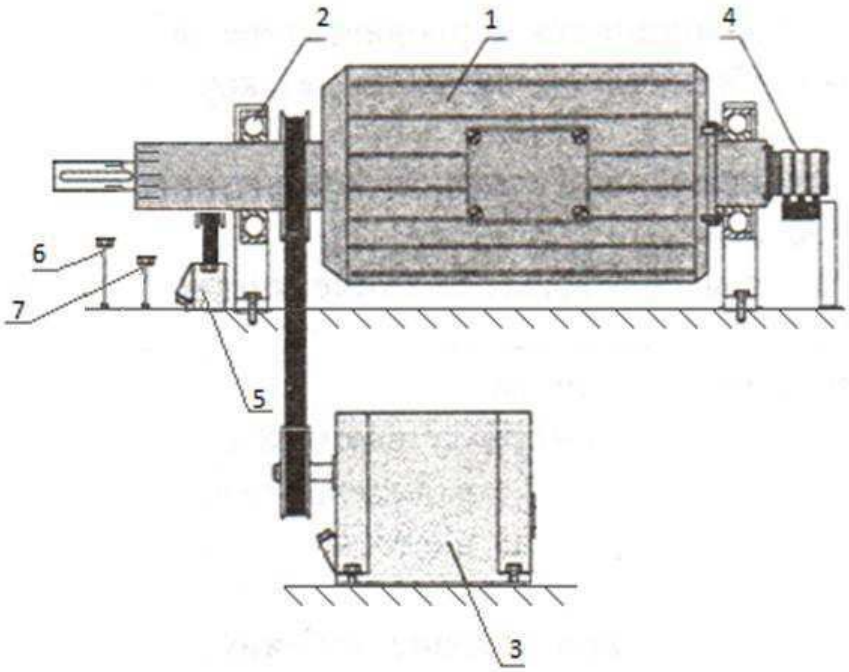


Рис. 2. Конструкция электропривода переменного тока с возможностью вращения статора

Электропривод работает следующим образом: при пуске до момента подключения электродвигателя переменного тока к сети, система управления, управляя серводвигателем и получая сигнал о скорости вращения статора от соответствующего датчика разгоняет статор электродвигателя переменного тока в сторону, противоположную вращению магнитного поля статора электродвигателя до синхронной скорости, после чего происходит включение статора в сеть. После включения электродвигателя в сеть система управления отключает серводвигатель и затем, при помощи тормозного устройства (в случае его наличия) постепенно останавливает статор электродвигателя, что приводит к постепенному разгону его ротора до расчетной скорости, при малом пусковом токе. К тому же, для разгона статора до синхронной скорости вместо серводвигателя может быть применен и асинхронный двигатель малой мощности с подобранным коэффициентом передачи. В таком случае торможение статора после включения электродвигателя в сеть может осуществляться путем противовключения асинхронного электродвигателя малой мощности, разгоняющего статор.

Стоит так же отметить, что в случаях, когда механическая нагрузка на электропривод при пуске мала (легкий пуск), уменьшение пускового тока электропривода может осуществляться при более простой конструкции электропривода.

Изложенный принцип асинхронной электрической машины двойного вращения с короткозамкнутым ротором так же имеет возможность регулирования скорости вращения ротора путем воздействия системы управления на серводвигатель после пуска. Данный способ регулирования скорости основывается на управлении смещением магнитных потоков ротора и статора асинхронного двигателя друг относительно друга за счет механического вращения статора. Другими словами, управляя скольжением s поля статора двигателя относительно ротора, оказывается влияние на скорость вращения ротора [2]:

$$f = \frac{n \cdot p}{60} \cdot (1 - s) \qquad (3)$$

где n- скорость вращения ротора, p- число пар полюсов, s- скольжение, f- частота напряжения питания электродвигателя.

Описанная модель выполнена на кафедре АЭЭС НГТУ

Таким образом, описанный электропривод переменного тока может быть использован в установках, имеющих привод от электродвигателей переменного тока для обеспечения

уменьшения пусковых токов при пуске.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вольдек А.И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений.- 3-е изд., перераб.-Л.: Энергия, 1978. С. 509.
2. Копылов И. П. Электрические машины: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. 360 с.

Научный руководитель: В.М. Чебан, д.т.н., профессор, кафедра автоматизированных электроэнергетических систем факультета энергетики НГТУ.

ПИТАНИЕ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ТЯГОВОЙ НАГРУЗКИ ОТ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМА ИХ РАБОТ

В.В. Гречушников
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ЭНИН, кафедра ЭЭС

Тяговая нагрузка (железнодорожный транспорт) составляет существенную долю нагрузки для многих энергосистем (Забайкальская, Бурятская, Иркутская и др.). Например, в Забайкальской энергосистеме доля тяговой нагрузки составляет около 80%. Это оказывает очень существенное негативное влияние на работу энергосистемы в целом: несимметричная перегрузка оборудования, ухудшение качества электрической энергии, увеличение вероятности ложных срабатываний резервных ступеней релейной защиты генераторов, трансформаторов и др. Рассмотрим причины, обуславливающие перечисленные неблагоприятные последствия[1, 2].

В настоящее время тяговые подстанции работают на переменном токе промышленной частоты. Питание тяговой нагрузки осуществляется через специальные понижающие трехобмоточные трансформаторы (например, ТДТНЖ-25000/220-У1,УХЛ1 230/38,5/27,5 кВ) по двум фазным проводам, третий фазный провод на тяговом напряжении заземляется, а четвертым «проводом» являются рельсы. К обмотке среднего напряжения (обычно 35 кВ) могут подключаться местные потребители электрической энергии. Питание двигателей постоянного тока осуществляется через выпрямительные устройства, находящиеся внутри поездов (рис. 1). Обычно в середине контактного провода устанавливают изолирующее сопряжение контактной сети (ИСКС) с воздушным зазором или нейтральной вставкой. Это сделано для того, чтобы симметрировать нагрузку на сеть и уменьшить несимметрию напряжения [3].

Очевидно, что такой режим к возникновению двухфазной несимметрии через активное переходное сопротивление (выпрямительное устройство электротяги) в смежных сетях переменного тока, которая характеризуется коэффициентом несимметрии напряжения по обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{U_{(2)}}{U_{íîì}} 100 .$$

Коэффициент K_{2U} характеризует трехфазную систему напряжений основной частоты по отклонению фазных (междуфазных) напряжений $U_{ном}$ от симметрии. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности считают соответствующим требованиям стандарта, если наибольшее из измеренных в течение 24 часов значений коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности не превышает

5% [3].

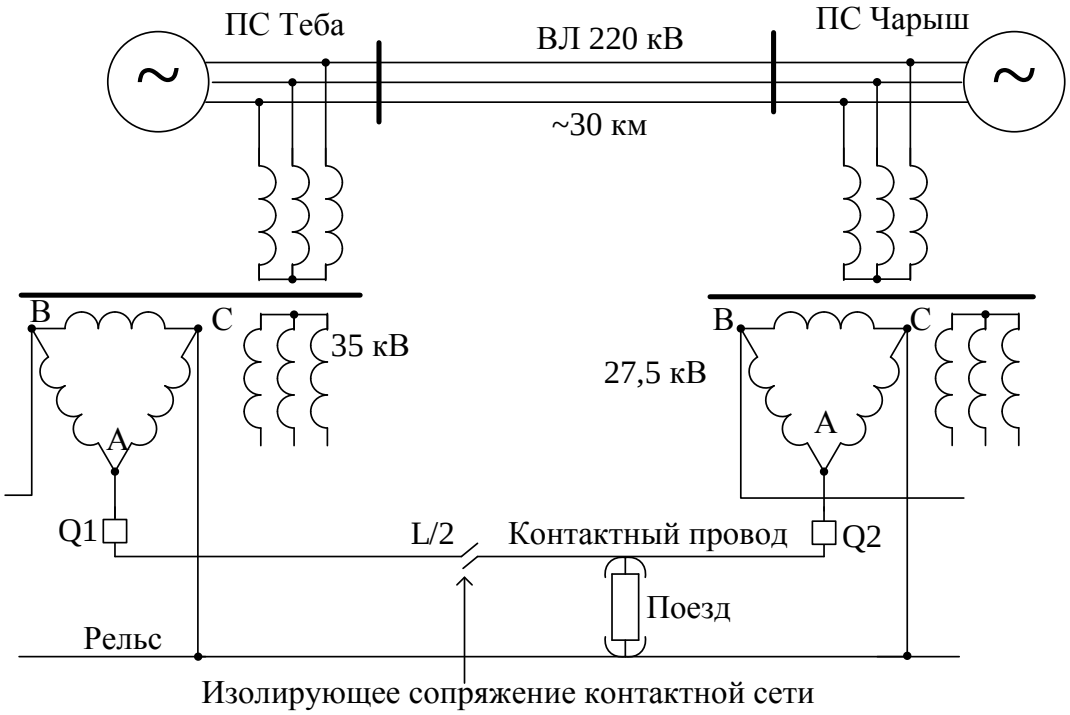


Рис. 1. Типичная схема питания тяговой нагрузки, L – длина контактной сети

Если тяговая нагрузка составляет не более 10—15% общей нагрузки энергосистемы, то несимметрия токов в энергосистеме, вызываемая нагрузкой тяги, как правило, не требует принятия специальных мер симметрирования, так как практически не влияет на располагаемую мощность генераторов электрических станций. В этом случае для снижения несимметрии до допустимых пределов достаточно применить чередование подключения фаз тяговых подстанций к разным фазам питающих линий передачи. Для симметрирования нагрузки одной линии достаточно иметь группу из трех одинаково загруженных подстанций. За полный цикл чередования фаз от шести тяговых подстанций в контактную сеть относительно рельсов подаются четыре сдвинутых по фазе напряжения: отрицательное напряжение фазы А, положительное фазы В, отрицательное фазы С и положительное фазы А.

Программный комплекс «Мустанг» и разработанная в Томском политехническом университете на кафедре ЭЭС дополнительная программа «Shemwizard», позволяют объединить расчеты электромеханических переходных процессов в программе «Mustang» с расчётами несимметричных режимов при одноместной несимметрии и дают возможность определения симметричных составляющих токов и напряжений в любой ветви и в любом узле схемы сети в ходе электромеханического переходного процесса при различных долях несимметрии. [4].

Для расчета режима в «Mustang» для каждого узла несимметрии следует «собирать» комплексную схему замещения, импортируя схему обратной последовательности и соответствующие коммутационные ветви (рис. 2). Меняя активное сопротивление $R_{ш}$ можно задавать разную несимметричную нагрузку в соответствии с активной мощностью тяговой нагрузки.

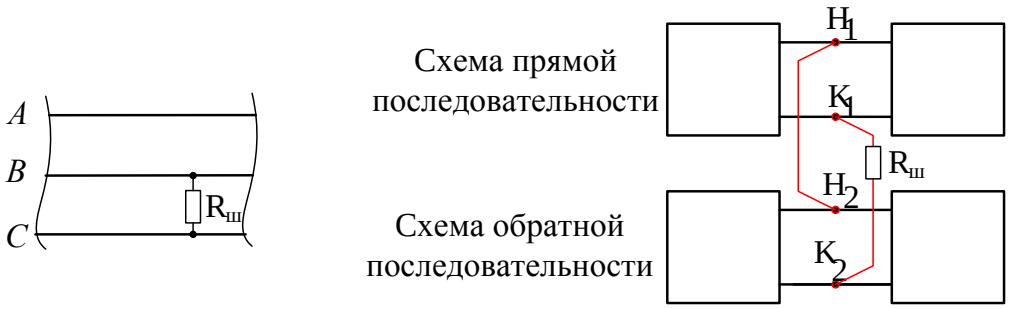


Рис. 2.

В данной работе решается обратная задача – оценивается влияние режима работы высоковольтной сети на тяговую сеть. Необходимо определить, как влияет отключение высоковольтной линии на токи и напряжения в контактной сети при учете некоторых особенностей схемы контактной сети.

Рассмотрим типичную схему электроснабжения тяговой нагрузки от подстанций Теба и Чарыш Хакасской энергосистемы, расстояние между подстанциями около 30 км. Тяговые подстанции подключены к воздушной линии (ВЛ) 220 кВ по транзитной схеме, контактная сеть в данном случае питается двухсторонне, без разрыва. В случае вывода в ремонт ВЛ 220 кВ транзит разрывается. Согласно нормативным требованиям при этом необходимо выполнить разрыв в контактной сети (питать ее встречно-консольно), отключив один из выключателей Q1 или Q2 на посту секционирования (ПСК), чтобы разорвать связь по 27,5 кВ и не шунтировать сеть 220 кВ.

Как видно (рис. 1) выключатель создает разрыв только в фазе А (или В, в зависимости от фазировки в каждом конкретном случае). Фаза С, подключенная к тяговому рельсу (отсос ТП), не размыкается и сделать это невозможно, так как установка коммутационных аппаратов в соединении фазы С с рельсом запрещена нормативами. Разрабатываемая в ПК Matlab модель позволит ответить на вопрос – как влияет отключение фазы А и неразрывность фазы С на питание контактной сети в данном случае.

Исходными данными для моделирования являются величины тока, напряжения на шинах высокого напряжения тяговых подстанций, и перетока мощности по высоковольтной линии, рассчитанные с помощью методики [5] по базе данных ОДУ Сибири.

Совместное моделирование с использованием ПК Mustang и Matlab позволяет создать «инструмент» для точных вычислений параметров сети с точки зрения надежности снабжения тяговой нагрузки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. A.K. Rawal. Power supply installation in electric traction // Indian railways institute of electrical engineering. - Nasikroad. - 2010. – p 159.

2. Shao-kuan Chen, Tin-kin Ho, Bao-hua Mao, Yun Bai A bi-objective maintenance scheduling for power feeding substations in electrified railways. // Transportation Research Part C. - V. 44. - 2014. – p 350 - 362

3. Марквард К.Г. Справочник по электроснабжению железных дорог. –М.: Транспорт, 1980.- 256 с.

4. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст]. – Взамен ГОСТ 13109-87; введ. 1999-01-01. – Москва: Изд-во стандартов, 1998. – 52 с.

5. Вайнштейн Р.А., Кац И.М., Лозинский К.С. Расчет токов короткого замыкания и неполнофазных режимов с учетом электромеханических переходных процессов на базе программы "Мустанг" // Энергетик. – 2011. – № 2. – С. 39–42.

Научный руководитель: Шестакова В.В., доцент кафедры ЭЭС, НИ ТПУ, ЭНИН

АНАЛОГО-ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ

Н.А. Беляев, С.В. Свечкарев, Ю.В. Хрущев
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Энергетический институт, кафедра электрических сетей и электротехники

Введение

Включение генератора на параллельную работу с электрической сетью является одним из наиболее распространенных и важных динамических переходов в энергосистеме. Точное выполнение условий синхронизации в момент включения объединяющего выключателя способствует созданию благоприятных условий для включения, таких как отсутствие существенных бросков тока, снижение длительности и тяжести последующего переходного процесса. К вышеуказанным условиям относят соблюдение равенства модулей и фаз напряжения, а также равенства частот синхронизируемых объектов. Строго говоря, в идеализированном представлении, векторы напряжений генератора и сети должны быть равны по модулю, фазовому сдвигу и должны вращаться с одинаковыми значениями скорости и ускорения.

Наряду с требованием точности выполнения условий синхронизации следует учитывать требование быстродействия системы управления, обеспечивающей выполнение указанных условий.

Следует отметить, что единый для современных устройств автоматической синхронизации принцип подгонки частоты и ожидания момента совпадения фаз векторов напряжений [1, 2], несмотря на простоту, в общем случае нацелен на ускорение и автоматизацию действий, выполняемых при ручной синхронизации. При этом отсутствие целенаправленной процедуры перевода параметров синхронизации к конечным значениям обусловливает невозможность предварительного прогнозирования результатов управления, особенно в части времени, необходимого для выполнения условий синхронизации. Наиболее выражено данное свойство в условиях существующих колебаний и возмущений, способствующих изменению режимных параметров синхронизируемых объектов, что в большей степени характерно для задачи синхронизации частей энергосистемы.

Синхронизация с эталонной моделью

С целью построения более эффективных систем управления динамическими переходами энергосистем, в Энергетическом институте Томского политехнического университета был предложен способ управления генератором (а также частями энергосистем) с эталонной моделью [3, 4]. В частном случае предложенный подход к синтезу устройств управления может быть применен для решения задачи синхронизации генератора с электрической сетью. Способ основан на формировании эталонной модели в виде программной траектории движения (ПТД) для параметров синхронизации, обеспечивающей постепенный целенаправленный и одновременный перевод указанных параметров к конечным (желаемым) значениям в ходе процедуры управления.

Наиболее простым алгоритмом формирования ПТД является алгоритм, обеспечивающий постоянство небаланса мощности на валу генератора ΔP в ходе всего интервала управления t_T(рис. 1).

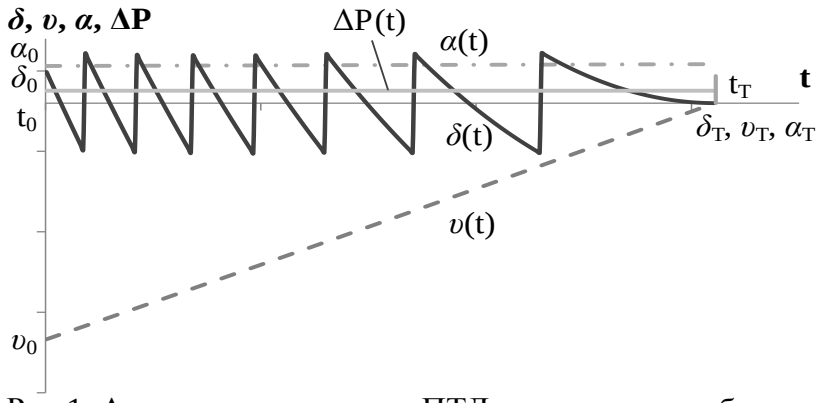


Рис.1. Алгоритм построения ПТД постоянного небаланса

Соответствующая указанному алгоритму ПТД может быть получена путем решения уравнения движения ротора генератора (однородного дифференциального уравнения) относительно угла между векторами напряжения генератора и сети δ:

$$\frac{\mathrm{d}^2\delta}{\mathrm{dt}^2} - \frac{\Delta P}{T_\mathrm{j}}\frac{\mathrm{d}\delta}{\mathrm{dt}} = 0. \qquad (1)$$

С учетом начальных условий решение будет иметь вид:

$$\delta = \delta_0 - \omega_\mathrm{c}\mathrm{t} - \frac{\upsilon_0 + \omega_\mathrm{c}}{\Delta P}T_\mathrm{j} + \frac{\upsilon_0 + \omega_\mathrm{c}}{\Delta P}T_\mathrm{j}e^{\frac{\Delta P}{T_\mathrm{j}}\mathrm{t}}, \qquad (2)$$

где ω_c – частота напряжения электрической сети; δ и υ – относительные угол и скорость.

Выражая небаланс мощности, с учетом конечных условий, получим:

$$\Delta\mathrm{P} = \mathrm{T_j}\frac{\upsilon_0 + \omega_c \ln(\frac{\omega_c}{\upsilon_0 + \omega_c})}{(\delta_0 + 2\pi\mathrm{n})}, \qquad (3)$$

где n – число оборотов относительного движения векторов напряжения генератора и сети. Из (3) следует, что

$$\mathrm{n} = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \mathrm{T_j}\frac{\upsilon_0 + \omega_c \ln(\frac{\omega_c}{\upsilon_0 + \omega_c})}{2\pi\Delta\mathrm{P}_0}. \qquad (4)$$

Полученное значение n следует округлить до ближайшего большего целого значения. Следует отметить, что в зависимости от начальных условий полученное по (4) значение n может быть отрицательным. В этих случаях следует использовать формулу:

$$\mathrm{n} = 1 - \frac{\delta_0}{2\pi} + \mathrm{T_j}\frac{\upsilon_0 + \omega_c \ln(\frac{\omega_c}{\upsilon_0 + \omega_c})}{2\pi\Delta\mathrm{P}_0}. \qquad (5)$$

Значение небаланса, необходимое для успешного управления может быть определено путем подстановки в (3) полученного целого положительного значения n по (4) или (5). Время, необходимое для перехода угла и скорости эталонной модели к нулевым значениям составляет величину:

$$t_T = \frac{(\delta_0 + 2\pi m)\ln(\frac{\omega_c}{\upsilon_0 + \omega_c})}{\upsilon_0 + \omega_c \ln(\frac{\omega_c}{\upsilon_0 + \omega_c})}. \quad (6)$$

Небаланс мощности в конце интервала управления обнуляется скачком.

Выражения (3-6) используются при наличии некоторого начального небаланса мощности ΔP_0 на валу генератора. При этом для снижения интенсивности начального управляющего воздействия учитывается, что небаланс, необходимый для успешного управления по построенной траектории $\Delta P(t)$ должен быть близок по значению к ΔP_0. В случае если начальный небаланс близок к нулю, указанная задача решается исходя из желаемой продолжительности процесса синхронизации с учетом ограничений по интенсивности и величине первичных управляющих воздействий.

Результаты моделирования

С целью апробации предложенного алгоритма и последующего создания более полной модели автоматического устройства синхронизации было произведено моделирование движения параметров генератора по построенной для них ПТД. Моделирование производилось при помощи всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетической системы (ВМК РВ ЭЭС), разработанного в Томском политехническом университете. Комплекс представляет собой параллельную многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа и состоит из совокупности специализированных гибридных процессоров (модулей), предназначенных для аналого-цифрового воспроизведения высокоточных математических моделей соответствующих элементов ЭЭС. В качестве выходных сигналов каждый модуль генерирует физические токи и напряжения, пропорциональные моделируемым реальным параметрам режима. Объединение модулей в требуемую схему осуществляется на физическом уровне. Управление процессами моделирования производится при помощи персонального компьютера.

Комплекс позволяет производить моделирование в режиме реального времени, без необходимости в декомпозиции процессов происходящих в энергосистеме, и позволяет создавать модели автоматических устройств регулирования, обладающих алгоритмами работы высокой сложности.

Для моделирования в данном случае была собрана схема типа «машина-шины», в которой осуществлялось моделирование процесса синхронизации генератора («машины») с электрической сетью («шинами»). Адекватность процессов регулирования частоты и напряжения генератора достигалась благодаря использованию высокоточных математических моделей первичного двигателя, автоматического регулятора частоты и мощности, автоматического регулятора возбуждения (АРВ СДП1). При этом процесс получения первичной информации, ее обработка и реализация алгоритмов управления были максимально приближены к условиям работы реальных устройств автоматической синхронизации. С целью упрощения первичной модели, а также для обеспечения сопоставимости результатов моделирования, полученных на ВМК РВ ЭЭС с результатами других программных комплексов, постоянная времени механизма управления турбиной не учитывалась (Tмут = 0).

На рисунке 2 представлены результаты моделирования, полученные на ВМК РВ ЭЭС и обработанные при помощи программного комплекса MSOfficeExcel. Изменение относительного угла δ на рис. 2 представлено в виде постоянно возрастающей кривой для удобства анализа полученных результатов. Конечное значение угла кратно 360 градусам, что соответствует его нулевому значению.

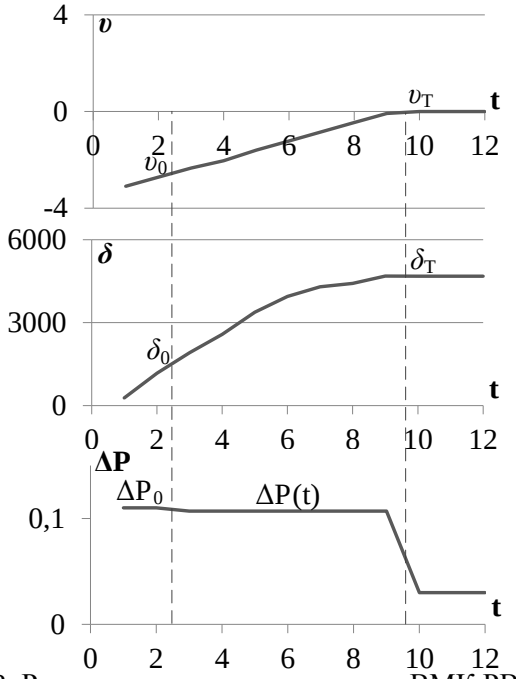


Рис. 2. Результаты моделирования на ВМК РВ ЭЭС

Как видно из рисунка 2, значение небаланса мощности постоянно на всем интервале управления, что соответствует выражению (3). Время, необходимое для синхронизации определялось по (6). Включение выключателя произведено в момент времени 9,5 секунды, и не вызвало существенных возмущений и колебаний параметров, что обеспечено выполнением условий синхронизации.

Следует отметить, что ранее моделирование процесса синхронизации генератора и сети по предложенному алгоритму было проведено в ПК Mustang и показало аналогичные с ВМК РВ ЭЭС результаты (рис. 3). Однако, ввиду невозможности создания в ПК Mustang устройств автоматического управления, обладающих алгоритмами высокой сложности, дальнейшее моделирование целесообразно проводить на ВМК РВ ЭЭС.

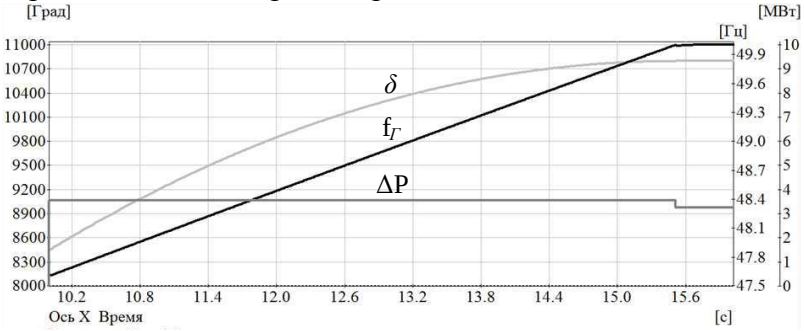


Рис. 3. Результаты моделирования в ПК Mustang

ВЫВОДЫ

Результаты моделирования позволяют сделать вывод об эффективности применения ВМК РВ ЭЭС для создания модели устройства автоматической синхронизации генератора с электрической сетью. При этом ранее проведенное моделирование движения параметров генератора по ПТД в ПК Mustang показало аналогичные результаты, однако, ввиду ограниченных возможностей моделирования устройств автоматики, ПК Mustang не позволяет создать более глубокую модель устройства. В дальнейшем моделирование будет выполняться на ВМК РВ ЭЭС, с учетом инерционности механизма управления турбины, влияние которой будет компенсироваться применением алгоритмов компенсации отклонений параметров синхронизации от построенной для них ПТД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических

систем: Учебник для вузов / Под ред. А. Ф. Дьякова. М.: НЦ ЭНАС, 2000. 504 с.
2. SYNCHROTACT. Synchronizing and paralleling devices and systems. Datasheet. ABB, 2007.
3. Хрущёв Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем. Томск: STT, 2001. 310 с.
4. Пат. 2457597 РФ, МПК H02J3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Н.А. Беляев, Ю.В. Хрущев № 2011120883/07; заявл. 24.05.11; опубл. 27.07.12, Бюл. №21.

Научный руководитель: Ю.В. Хрущев, д.т.н., профессор кафедры электрических сетей и электротехники Энергетического института ФГАОУ ВО НИ ТПУ.

ПРИМИНЕНИЕ ШИМ-УПРАВЛЯЕМОЙ ИНДУКТИВНОСТИ В СИСТЕМЕ КОМПЕНСАЦИИ ЁМКОСТНЫХ ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СМОЛЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ

К.А. Булыгин
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемами Смоленской, Брянской и Калужской областей

В конце 2013 года ОАО «Россеть», основываясь на принятой Правительством РФ Энергетической стратегии до 2030 года, утвердило Положение ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [1]. В этих документах особое место отводится созданию активно-адаптивных электросетей или «Smart Grid» (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology – технология самодиагностики, анализа и отчета). На сегодняшний день под данным термином подразумевается концепция энергосистемы будущего, объединяющей в себе целый ряд перспективных технологий, таких как:

- мониторинг состояния и управления оборудованием;
- автоматизированный учет и информационные системы потребителей;
- автоматизация для повышения надежности электроснабжения;
- интеграция источников электроэнергии малой мощности;
- управление данными;
- управление оперативными выездными бригадами.

На Западе понятие Smart Grid связывают с интеграцией возобновляемых источников энергии с электроэнергетическими системами и формированием активных и адаптивных свойств распределительных сетей (например, самодиагностика и самовосстановление). Кроме того, акцент делается на устройствах учета, соединенных в единую информационную сеть и позволяющих оптимизировать расход энергии в разное время суток.

В РФ сложилось иное, более широкое представление об «интеллектуальных сетях» – это комплекс современного электрооборудования (ЛЭП, автотрансформаторы, коммутационные аппараты т.д.), управление взаимосвязанными технологическими режимами работы в котором осуществляется через единую автоматизированную систему, обеспечивающую наличие таких свойств как самодиагностика и самовосстановление, резервирование мощности на случай нештатных ситуаций в энергосистеме, накопление электроэнергии для последующего использования его в часы пиковых нагрузок.

На сегодняшний день тема развития интеллектуальных сетей в отечественном электроэнергетическом комплексе широко обсуждается на разных уровнях. На фоне

благоприятных общественно-политические условий (заявленный руководством страны переход на модернизацию и инновационное развитие) и технологических особенностей отечественной энергосистемы (ЕЭС России по ряду позиций существенно отличается от зарубежных энергосистем), имеет место ряд организационно-экономических недостатков, препятствующих эффективному внедрению технологий интеллектуальных сетей [2], а именно:

- отсутствует эффективный центр координации и механизмы комплексного управления функционированием и развитием отрасли, в первую очередь технологическим;
- разделение сфер ответственности и принятия решений в энергетическом секторе часто приводит к несогласованности действий при осуществлении модернизации энергосистемы.

Указанные недостатки приводят к отсутствию комплексного подхода при осуществлении внедрения технологий активно-адаптивных сетей, в частности остаётся не рассмотренной проблема устранения или минимизации негативных последствий от воздействия токов однофазного замыкания на землю (далее – ОЗЗ) в разрезе построения «интеллектуальных сетей».

Так, ОАО «Россети» и концерн «Сименс АГ» заключили меморандум о сотрудничестве по вопросам модернизации и внедрения инновационных решений в электросетевом комплексе. В рамках данного сотрудничества в энергосистеме Смоленской области на 2015 – 2016 года запланировано строительство инновационной ПС 110 кВ Миловидово и прилегающей распределительной сети 6-10 кВ с применением элементов «интеллектуальной Сети».

При этом, результаты замеров токов ОЗЗ, проведённых на подстанциях Смоленской энергосистемы (на шинах 6 – 10 кВ) в 2012 году говорят о том, что уровни токов ОЗЗ вплотную приближаются к значениям 30 – 40 А (до 100 А на крупных подстанциях с большим количеством присоединений, большой протяжённостью ЛЭП), что превышает значения, установленные нормативными документами (такими как ПУЭ ПТЭ, п.1.216.)[3].

Таким образом, необходимо создание современной системы компенсации ёмкостных токов ОЗЗ , что даёт возможность организовать её с учётом перспектив развития «интеллектуальной сети» в условиях Смоленской энергосистемы.

Проблема усугубляется тем, что на данный момент, большинство установленных на подстанциях области реакторов – технически и морально устаревшие ступенчатые дугогасящие реакторы (ДГР) типа ЗРОМ или РЗДСОМ, в то время, как для точной настройки компенсации в резонанс требуются плавнорегулируемые современные быстродействующие системы[4]. Единичный опыт установки современных плунжерных ДГР и систем с подмагничиванием на подстанциях Смоленской энергосистемы не дал ожидаемых результатов.

Далее следует отметить, что на ПС 110 кВ Миловидово предполагается выполнить систему заземления нейтрали через высокоомный (или низкоомный) резистор, которая широко применяется в западных странах. Ранее такое решение в Смоленской энергосистеме не применялось, а анализ его целесообразности не проводился. Потенциально эта система заземления нейтрали несёт в себе ряд принципиальных недостатков, а именно:

- увеличение токов в месте замыкания;
- утяжеление условий гашения дуги, особенно в сетях со слабой изоляцией;
- утяжеление переходных процессов в момент возникновения ОЗЗ до момента срабатывания автоматики;
- риски повреждения изоляции дорогостоящего кабельного и двигательного оборудования, уровень изоляции которого часто ниже линейного;
- не всегда достаточный уровень резервирования – отключение присоединений может привести к тяжёлым экономическим последствиям.

Кроме того, в случае организации данного режима заземления нейтрали в сетях Смоленской энергосистемы в перспективе можно столкнуться с проблемой ограничения по развитию сети (для резистивного режима нейтрали суммарный ёмкостной ток ограничен).

Отсутствие дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях и возможность организации селективной релейной защиты являются неоспоримыми преимуществами режима резистивного заземления нейтрали. Так же данный режим нейтрали выглядит привлекательным при организации «интеллектуальных сетей». Именно эти преимущества способствовали широкому распространению такого режима заземления нейтрали в зарубежных странах.

Однако следует принимать во внимание высокий срок эксплуатации и уровень износа оборудования энергообъектов Смоленской энергосистемы. В таких сетях увеличение токов в месте замыкания, утяжеление условий гашения дуги и прочие вышеперечисленные недостатки резистивных систем заземления нейтрали становятся существенным препятствием на пути перехода к их применению на практике. Внедрение данной технологии в рассматриваемой энергосистеме может привести к неправильной работе устройств автоматики (которая является одним из основных компонентов интеллектуальных сетей) и увеличению рисков повреждения оборудования, поскольку система резистивного заземления нейтрали не предполагает полной компенсации токов ОЗЗ.

Далее обратимся к технологическим приоритетам ОАО «Россети»:

- применение «необслуживаемого», энергоэффективного оборудования;
- сокращение совокупной стоимости владения применяемого оборудования и технологий;
- построение интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью (Smart Grid);
- внедрение «цифровых» элементов электрической сети;
- развитие мультиагентных технологий управления;
- применение «активных» элементов сети (FACTS, СНЭ и т. д.).

Имея ввиду вышесказанное, а также приведённые здесь приоритетные направления развития ОАО «Россети» можно сделать вывод о том, что на данном этапе развития сетей Смоленской энергосистемы внедрение резистивных систем компенсации токов ОЗЗ не отвечает требованиям перспективы построения современной интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью.

В процессе поиска наиболее оптимального пути развития системы компенсации ОЗЗ Смоленской энергосистемы были сформулированы следующие положения:

1. Применение систем резистивного заземления нейтрали нецелесообразно.
2. Необходимо обеспечить максимальное соответствие концепции «интеллектуальных сетей», адаптированной для условий энергосистемы РФ, а именно:

- перейти к мгновенной компенсации токов ОЗЗ (минимизация времени выхода на работу в резонанс), что позволит значительно повысить надёжность работы сети;
- минимизировать затраты на обслуживание и ремонт путём полного отказа от подвижных элементов и электроприводов в конструкции компенсирующего устройства, что позволит рассмотреть вопрос разработки элегазового исполнения ДГР;
- внедрять современные отечественные системы слежения, автокомпенсации и настройки в резонанс;
- унифицировать системы заземления нейтрали для сетей с различными характеристиками;
- рассмотреть перспективы применения современных высокотехнологичных материалов, повышающих точность и быстродействия систем компенсации ОЗЗ.

На основании сформулированных требований предлагается к применению в сетях среднего напряжения Смоленской энергосистемы система компенсации ёмкостных токов ОЗЗ, выполненная на базе трансформатора Бауха (трансформаторы типа УДТМ) с системой

компенсации, построенной на принципе управления индуктивностью вторичной обмотки тиристорными ключами (ШИМ-управляемая индуктивность [5], в соответствии с рисунком 1)

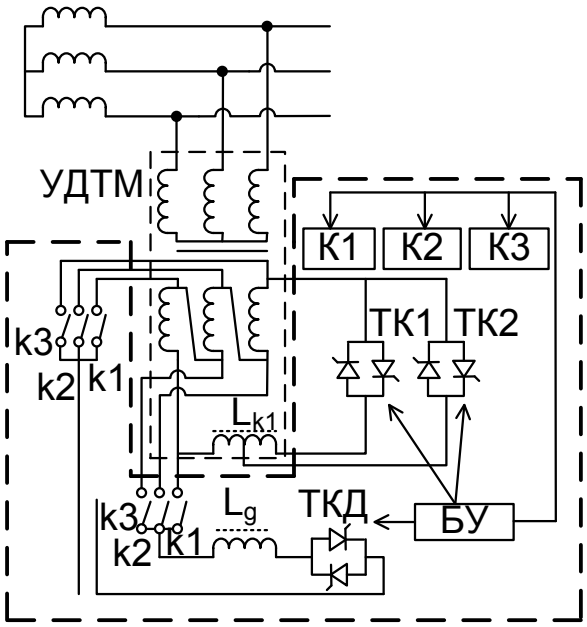


Рис.1 Функционально-принципиальная схема автокомпенсации полного тока ОЗЗ

При этом, наиболее перспективным представляется не применение регулирования индуктивности тиристорными ключами как на высокой, так и на низкой стороне, а управление исключительно на низкой стороне. При этом блок управления должен включать в себя пакет индуктивностей (обеспечивает универсальность конструкции), подключаемых при существенном изменении ёмкости сети, в которой работает устройство. В отличие от решения, представленного на рис.1, для непосредственного регулирования предлагается включить в цепь управления конденсатор переменной ёмкости. Структурная схема предлагаемого решения приведена на рисунке 2.

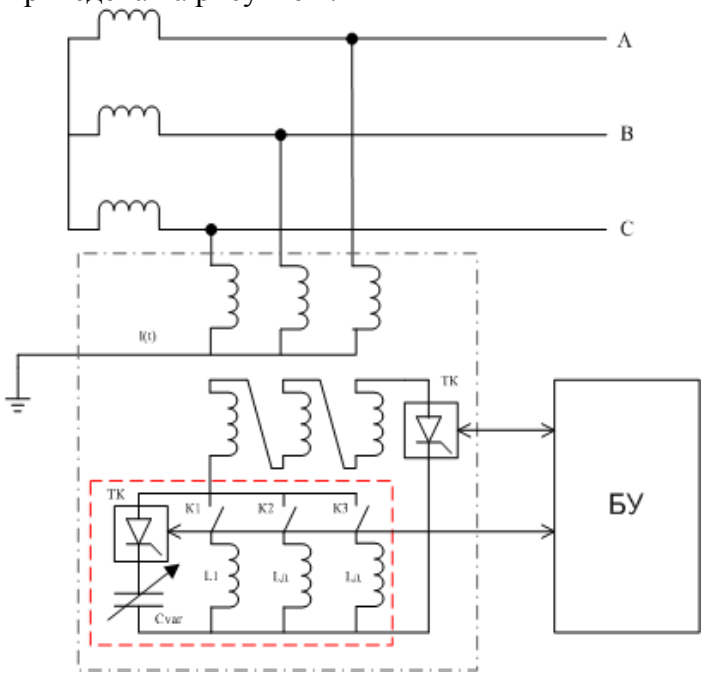


Рис.2 Структурная схема предлагаемого модуля ШИМ-управляемой индуктивности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Построение системы компенсации токов ОЗЗ Смоленской энергосистемы на предлагаемом принципе минимизирует возможные сложности при создании интеллектуальных активно-адаптивных сетей и устранит существующую проблему роста

уровня токов ОЗЗ. Технические решения, необходимые для реализации предлагаемой системы не потребуют существенных затрат как на этапе создания системы компенсации, так и на этапе её эксплуатации, поскольку отдельные компоненты предлагаемой системы уже продемонстрировали свою надёжность на практике.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утверждено Советом директоров ОАО «Россети» / протокол № 138 от 23.10.2013), Москва, 2013.

2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Возможные подходы к развитию концепции Smart Grid в России//Энергетическая политика.2009. №6 – с.54-56.

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, РД 34.20.501-2003, Москва, 2003, СПО ОРГРЭС.

4. Обабков В.К., Целуевский Ю.Н Об эффективности дугогасящих реакторов, систем автоматической настройки компенсации и земляных защит в проблеме борьбы с однофазными замыканиями на землю//ВП “НТБЭ”, Екатеринбург, 2010.

5. В.К. Обабков, Н.Е. Обабкова, Возможности создания быстродействующего линейного дугогасящего реактора для сетей 6-35 кВ с компенсацией емкостных токов, //ВП “НТБЭ”, Екатеринбург, 2012.

МОДИФИКАЦИЯ АЛГОРИТМА ОБЕСПЕЧЕННОГО СПРОСА В ЗАДАЧЕ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Р.Т. Валиев, В. П. Обоскалов
Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина
кафедра: Автоматизированные электрические системы

Предметом обсуждения в данной работе являются расчетные процедуры определения показателей балансовой надежности сложнозамкнутых объединенных электроэнергетических систем. Предлагаются пути ускорения расчетов в алгоритме обеспеченного спроса.

Расчеты показателей балансовой надежности (БН) ЭЭС выполняются как при планировании, так и при эксплуатации ЭЭС с целью определения и распределения резервов активной мощности, обоснования ввода генерирующих установок и межсистемных связей, планирования капитальных ремонтов основного оборудования, формирования тарифов на электроэнергию и мощность и др.

В математическом аспекте основной задачей БН является определение вероятностных характеристик (функции распределения (ФР), частоты, математического ожидания, дисперсии и др.) дефицита мощности и энергии отдельных концентрированных ЭЭС, работающих в составе объединения (ОЭЭС) с ограниченной пропускной способностью (ПС) межсистемных связей (МСС). На основании результирующих ФР можно вычислить ожидаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии, а следовательно, и решить, например, задачу об эффективности инвестиций на развитие ЭЭС.

Основным математическим методом при расчете БН сложных ЭЭС в настоящее время стабильно является метод статистического моделирования [1], поскольку именно он, при достаточно большой статистической выборке, гарантирует получение приемлемой точности при достаточно широком спектре реально существующих технологических ограничений. Этот метод предпочтителен на начальных этапах формирования математических моделей и,

как показала практика, приемлем при инженерных расчетах вариантов развития ЭЭС, где фактор длительности расчетов является не столь существенным.

В последнее время в математических алгоритмах БН крен делается в сторону аналитических методов. Это объясняется, прежде всего, тем, что задача БН постепенно распространяется из сферы перспективных в область текущих расчетов (планирование и распределение оперативного и коммерческого резервов мощности), где фактор скорости получения решения уже является значимым. В результате этого довольно остро встает проблема разработки приемлемых алгоритмов ускоренных расчетов. Одним из них является алгоритм обеспеченного спроса [2], суть которого заключается в том, что в результате итерационных расчетов последовательно уточняются вероятностные характеристики транспортных потоков энергии.

На отдельной итерации каждая МСС А-В рассматривается совместно со смежными ЭЭС А, В по модели диполя. При текущих вероятностных характеристиках ЭЭС А и В определяются вероятностные параметры потока мощности по МСС. При этом учитываются возможности смежных ЭЭС в обеспечении вероятностной реализации случайной величины потока мощности. Текущая реализация потока мощности х в направлении от А к В имеет вероятность

$$P(x) = F_A(x)[1 - F_B(x)]$$

где $F_i(x)$ – функция распределения небаланса мощности (НМ) в подсистеме i, в общем случае представимая в виде вероятностного ряда.

Укрупненная блок-схема алгоритма представлена на рисунке 1. В качестве исходных данных в данной задаче рассматриваются состав и вероятностные характеристики (в том числе математические ожидания (МО) и дисперсии) генерации и нагрузки в каждой из подсистем для каждого интервала времени с неизменными характеристиками. На базе исходных данных строятся функции распределения небалансов мощности в узлах расчетного графа. Далее итерационным методом определяются вероятностные параметры перетоков небалансов мощности по МСС. В качестве основных расчетных переменных рассматриваются МО и дисперсии текущих (на каждой итерации) НМ в узлах и связях. Результирующие показатели БН каждой из подсистем формируются исходя из собственных вероятностных характеристик с учетом вероятностных характеристик потоков НМ по МСС.

Необходимо отметить, что даже в рамках одной итерации (если в качестве итерации считать расчет МО перетоков по всем связям), имеет место влияние уже рассчитанных параметров на расчет перетоков НМ по другим связям, из-за текущей коррекции параметров НМ мощности в узлах. При этом изменение параметров может иметь характер как отрицательных (стабилизирующих), так и положительных (дестабилизирующих) обратных связей. Это накладывает свой отпечаток на процесс расчета, который может быть как сходящимся, так и расходящимся. С целью увеличения надежности сходимости расчетного процесса предусматривается коррекция текущих НМ.

В качестве демонстрационной схемы рассмотрена трехузловая система, изображенная на рисунке 2. При использовании в качестве ключевого параметра НМ в узле и отсутствии коррекции НМ смежных узлов, сходимость итерационного процесса имеет колебательный характер. На рисунке 3 представлены ход итерационного процесса (линия «А») для одного из узлов тестовой схемы, аналогичная картина имеет место и для других узлов.

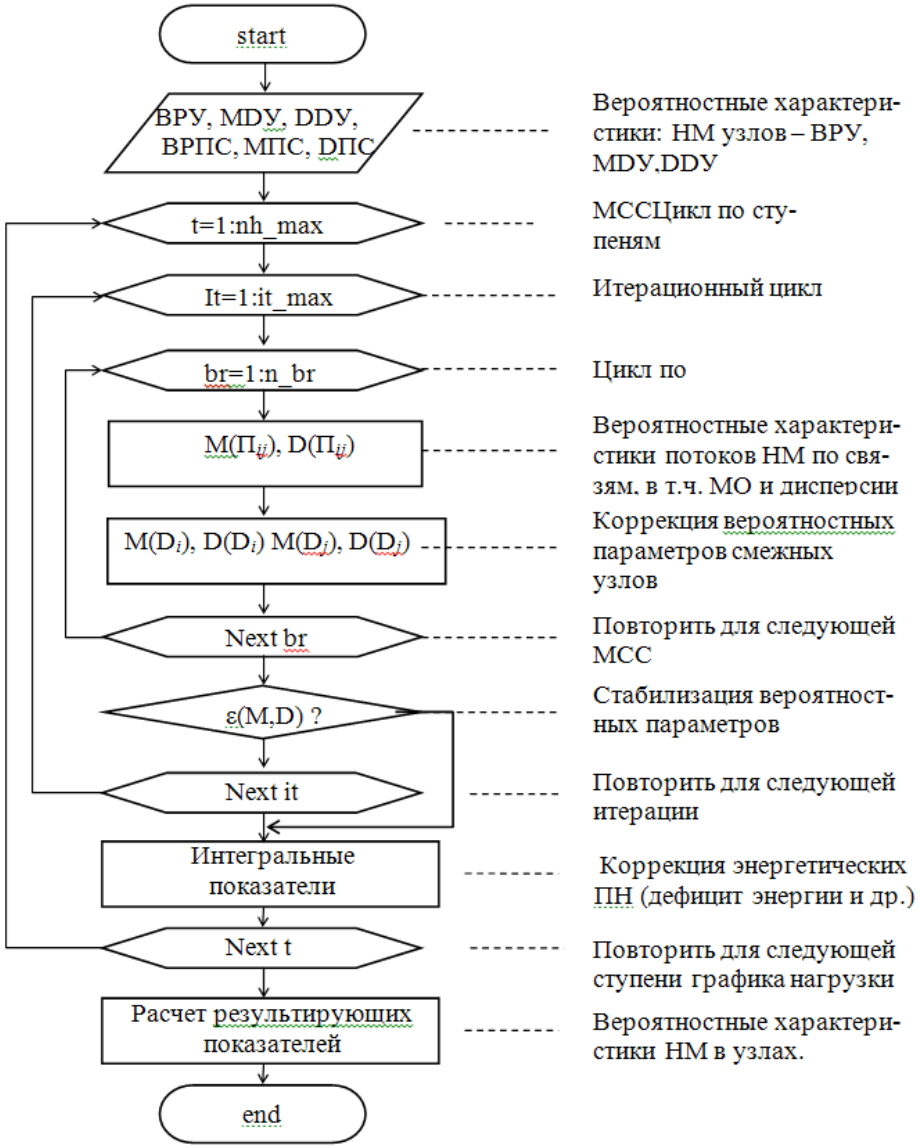


Рис. 1. Блок схема итерационного процесса

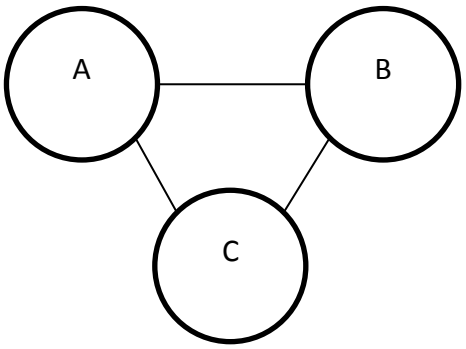


Рис. 2.Тестовая схема

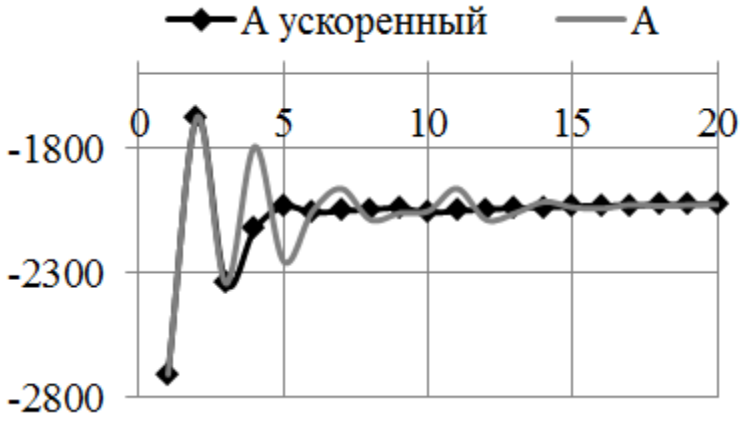


Рис.3. Сходимость НМ мощности в узле

Можно предположить, что для ускорения процесса на третьей и последующих итерациях желательно учитывать результаты двух (или трех) предыдущих итераций (например, через усреднение вероятностных параметров – алгоритм упрощенной коррекции). Апробация данного подхода показана на рисунке 3. Сходимость итерационного процесса значительно улучшилась. Число итераций сократилось с 17 до 9.

С увеличением размерности ОЭЭС эффективность алгоритма упрощенной коррекции

заметно снижается. В частности в тестовой 42 узловой схеме итерационный процесс расходится, независимо от величины и характера коэффициента коррекции НМ узлов. Дальнейшее улучшение сходимости итерационного процесса возможно путем введения корректирующих воздействий не только на НМ в узлах, но и на вероятностные параметры перетоков НМ по МСС.

Тестовые расчеты показывают, что сходимость расчета перетоков по связям носит экспоненциальный характер (рисунок 4). Отсюда предельная величина экспоненты может рассматриваться как установившееся значение перетока НМ по МСС. Однако, как показывают расчеты, скорость сходимости на смежных итерациях отличается по величине. Это заставляет усомниться в правомочности использования экспоненты в качестве аппроксимирующей функции. Более надежное по критерию сходимости решение дает параболическая интерполяция.

Уравнение параболы при этом имеет вид:

$$f(x) = f(x_k) + \alpha(x - x_k) + \beta(x - x_k)^2$$

Коэффициенты α и β определяются из условия прохождения параболы через точки $\left(x_{k-2}, f(x_{k-2})\right), \left(x_{k-1}, f(x_{k-1})\right), \left(x_k, f(x_k)\right)$ согласно системе уравнений:

$$\alpha(x_{k-1} - x_k) + \beta(x_{k-1} - x_k)^2 = f(x_{k-1}) - f(x_k);$$
$$\alpha(x_{k-2} - x_k) + \beta(x_{k-2} - x_k)^2 = f(x_{k-2}) - f(x_k).$$

Для исключения колебаний в ходе итерационного процесса, вызванных неточностью прогнозных значений, пересчет коэффициентов уравнения выполняется на каждой итерации, начиная с третьей. На рисунке 5 показаны результаты итерационного процесса с учетом параболической интерполяции при прогнозировании вероятностных параметров потоков НМ по МСС на каждой итерации.

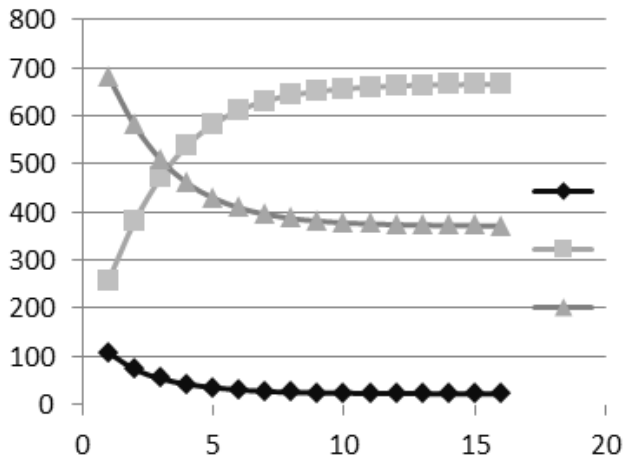


Рис.4. Сходимость МО НМ по МСС

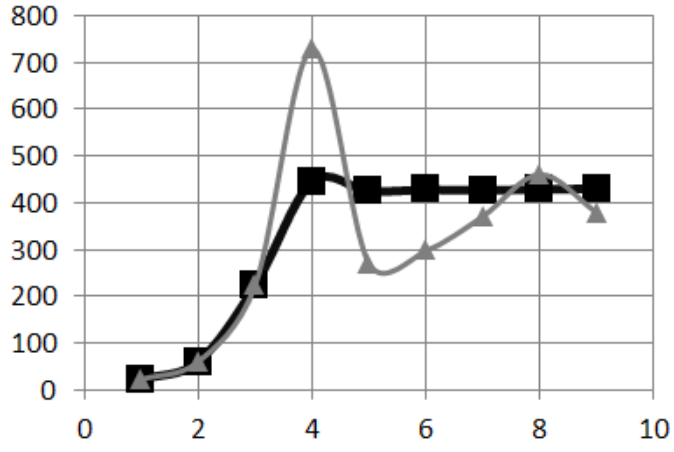


Рис.5. Ход итерационного процесса при параболической интерполяции

Использование подобного вида корректирующих воздействий позволяет увеличить скорость расчетов почти в 2 раза для каждой из рассматриваемых моделей, в частности для модели с 42 узлами длительность расчета сократилась с 14,07 с до 6,77 с., а число итераций уменьшилось с 32 до 18 .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для определения показателей балансовой надежности ЭЭС в составе сложнозамкнутого объединения эффективно использование алгоритма обеспеченного спроса. Коррекция вероятностных параметров НМ в узлах и перетоков НМ по МСС позволяет ускорить расчеты показателей БН, и повысить вероятность сходимости итерационного процесса. Относительно небольшое время расчетов позволяет рекомендовать алгоритм обеспеченного спроса в качестве основного для расчетов показателей БН сложнозамкнутых ЭЭС.

Работа выполнена при поддержке РГНФ, проект № 13-12-66014.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УРО РАН. 1995.176 с.
2. Обоскалов В.П. Алгоритм удовлетворенного спроса для определения показателей балансовой надежности ЭЭС. // Современные подходы к обеспечению надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УРО РАН. 2014. С.26-32.

Научный руководитель: В.П. Обоскалов, профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург.

НАСТРОЙКА ПРОГРАММЫ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕГО РЕЖИМА

Е.С.Аксаева[3]
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева

Введение

Оценивание состояния (ОС) текущего режима электроэнергетической системы (ЭЭС) – это вычисление параметров установившегося режима по измерениям, полученным в один и тот же момент времени [1]. Оценивание состояния результирующего режима – это вычисление установившегося режима с максимально допустимыми перетоками в контролируемых линиях и с параметрами текущего режима в остальной части ЭЭС [2]. Значения перетоков в контролируемых линиях изменяются вследствие корректировки, определенных заранее, параметров режима ЭЭС. Исходными данными для вычисления результирующего режима являются измерения параметров режима (некорректируемые и корректируемые измерения), псевдоизмерения максимально допустимого перетока (ПИ МДП), текущие ограничения. Частным случаем результирующего режима является предельный по существованию режим. Задача получения желаемого результирующего режима считается достигнутой, если выполняются следующие условия: некорректируемые параметры режима изменяются в пределах точности измерений; корректируемые параметры режима не выходят за пределы ограничения; значения МДП максимальны во всех контролируемых линиях. Выполнение поставленных условий достигается определенной настройкой весовых коэффициентов измерений и псевдоизмерений. Подбор весовых коэффициентов осуществляется в режиме off-line и называется настройкой программы оценивания состояния результирующего режима.

Весовые коэффициенты

Весовой коэффициент - это числовой коэффициент отражающий значимость, относительную важность, "вес" измерения в сравнении с другими измерениями, оказывающими влияние на ОС. Чем точнее измеряется параметр режима, тем больше весовой коэффициент, тем больше его влияние на результат ОС.

Весовые коэффициенты измерений при ОС результирующего режима определяются для некорректируемых измерений; корректируемых измерений; ПИ МДП.

Весовые коэффициенты некорректируемых и корректируемых измерений

Некорректируемые измерения – измерения, которые в результирующем режиме равны оценкам в текущем режиме. Весовые коэффициенты задаются исходя из характеристики

[3] [1] Работа выполнена в рамках интеграционного проекта СО РАН No01201260514

метрологического тракта измерений.

Корректируемые измерения – это измерения регулируемых параметров режима. Регулируемые параметры режима –это параметры режима воздействием на которые достигается управление режима. Весовые коэффициенты задаются таким образом, чтобы обеспечить возможность имитации регулирующих воздействий. Границы изменения регулируемых параметров режима определяются системными ограничениями. Системные ограничения – ограничения на режим работы линии электропередачи, сечения электрической сети, оборудования, определяемые условиями надежности режима энергосистемы, допустимостью режима другого оборудования, линий электропередачи и сечений электрической сети [3].

При подборе весовых коэффициентов корректируемых измерений учитываются следующие виды ограничений: верхние и нижние допустимые значения напряжений, располагаемая активная мощность в балансирующем узле, располагаемая реактивная мощность в узлах с компенсирующими устройствами.

1.Напряжение является одним из важнейших показателей режима влияющих на надежность электроснабжения. Допустимые снижения напряжений в ЭЭС определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов электростанций и узлов нагрузки. Нижнее допустимое значение напряжения U_{min} в узлах нагрузки 110кВ и выше следует принимать равным большей из двух величин: $0,7U_{ном}$ и $0,75U_{норм}$, где $U_{норм}$ – напряжение в рассматриваемом узле при нормальном режиме работы энергосистемы [4]. Верхние допустимые значения напряжений U_{max} определяются надежностью работы изоляции электроустановок и нормируются в пределах от +20% до +5%.

Математически этот вид ограничения записывается следующим образом:

$$U_{i\,min} < U_i < U_{i\,max} \qquad (1)$$

где U_i - напряжение в i-том узле в результирующем режиме.

2.Располагаемая активная мощность. По функциональному назначению резерв генерирующей мощности разделяется на две арифметически суммируемые составляющие: ремонтный резерв и оперативный резерв. Для режима реального времени учитывается только оперативный резерв активной мощности — резерв мощности, размещенный на работающих агрегатах и агрегатах со временем ввода в работу до 5 мин.

Математически этот вид ограничения записывается следующим образом:

$$P_l \le P_{l1} + P_{l2}. \qquad (2)$$

где P_l - активная мощность в узле в результирующем режиме, P_{l1} - рабочая мощность станции, P_{l2} - оперативный резерв мощности на станции.

3. Располагаемаяреактивная мощность– фактический диапазон регулирования реактивной мощности в узлах сети. Источниками реактивной мощности являются синхронные генераторы, компенсирующие устройства, ЛЭП.

Математически этот вид ограничения записывается следующим образом:

$$Q_{l\,min} \le Q_l \le Q_{l\,max} \qquad (3)$$

где Q_l - реактивная мощность в узле l в результирующем режиме, $Q_{l\,min}$ и $Q_{l\,max}$ - нижнее и верхнее ограничения реактивной мощности в рассматриваемом узле.

Весовые коэффициенты для пи мдп

ПИ МДП ($P^{ПИ\ \ МДП}$) -максимальные значения перетоков активной мощности, вычисленные в отдельно взятой контролируемой линии. Весовые коэффициенты ПИ МДП подбираются таким образом, чтобы обеспечить оптимальный результат ОС результирующего режима. Критерий оптимальности записывается

$$\varphi^{k} = \sqrt{\sum_{1}^{k0}(P_{ij}^{ПИ\ \ МДП} - P_{ij}^{ПИ\quad МДП}(\hat{x}))^2} + \Delta P \to \min \qquad (4)$$

$k0$ - количество контролируемых линий, ΔP -потери активной мощности, $\hat{x}$ - оценки вектора состояния (фаза и модуль напряжения).

Весовые коэффициенты для ПИ МДП выбираются из заданного диапазона значений коэффициентов. Диапазон возможных значений коэффициентов разбивается на N точек. Наибольшее значение принимается равным $\frac{1}{5\sigma^2}$, наименьшее $\frac{1}{0,1\sigma^2}$, где σ^2 - дисперсия ошибки измерения перетока активной мощности.

Определение весовых коэффициентов ПИ МДП для одного режима выполняется следующим образом:

1.Некорректируемым измерениям задаются весовые коэффициенты исходя из характеристики метрологического тракта.

2.Корректируемым измерениям задаются весовые коэффициенты с учетом границы регулирования параметров режима.

3.Задается k-тый весовой коэффициент из диапазона возможных значений, где k – текущий расчет ОС результирующего режима.

4.Выполняется ОС результирующего режима.

5.Проверяется выполнение условий (1) и (2), (3). При невыполнении хотя бы одного условия $k = k + 1$ переход на п.3. Иначе на п.7.

6.Вычисляется критерий (4).

7.Если φ^{k} меньше предыдущего значения, то весовые коэффициенты ПИ МДП записываются в базу данных.

8.Если $k = N$, то переход на 10. Иначе на п. 3.

9.Расчет закончен. Значения весовых коэффициентов, которые записаны в базу данных используются как константы при выполнении ОС результирующего режима в реальном времени.

Тестовый пример

Расчеты были выполнены на тестовой схеме (рис.1), состоящей из 13 узлов и 12 связей. Узел 8 является генераторным, узлы 1 и 10 являются нагрузочными.

Расчеты выполняются по следующему сценарию: в узел 1 необходимо передать 310 МВт мощности из узла 8. Для данного сценария контролируемые линии – это 8-10 и 10-1.

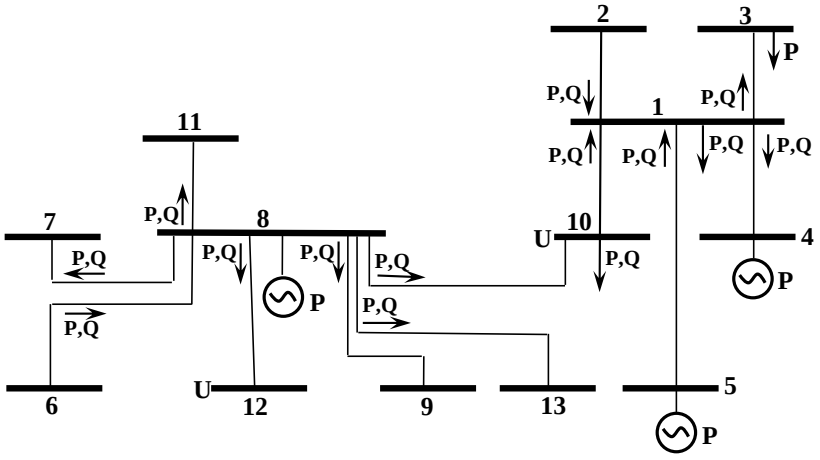


Рис. 1. Тестовая схема

Переток активной мощности по линии 1-10 должен быть равен $P_{1-10} = 310$ МВт во всех режимах, по линии 8-10 $P_{8-10} = 310 + P_{10} + \Delta P$. Инъекции мощности в узлах 2-7, 9,10-13 остаются такими же, как и в текущем режиме. Значения напряжений во всех узлах схемы находятся в диапазоне системных ограничений.

Для настройки весовых коэффициентов было смоделировано множество режимов с различным отбором мощности в узле 10. На рис. 2А, Б представлены результаты расчетов перетоков активной мощности для четырех режимов в виде диаграммы. Первый столбец соответствует текущему режиму (УТР), остальные три столбца соответствуют разным результирующим режимам (УРР1, УРР2, УРР3). Из рис. 2А, где показана диаграмма инъекции реактивной мощности, видно, что величина реактивной мощности значительно меняется в узле 8 и менее значительно меняется в других узлах. Анализ рис.2Б показывает, что перетоки активной мощности в неконтролируемых линиях остаются неизменными во всех режимах; переток активной мощности в линии 5 (1–10) увеличился, но во всех результирующих режимах остается постоянным.

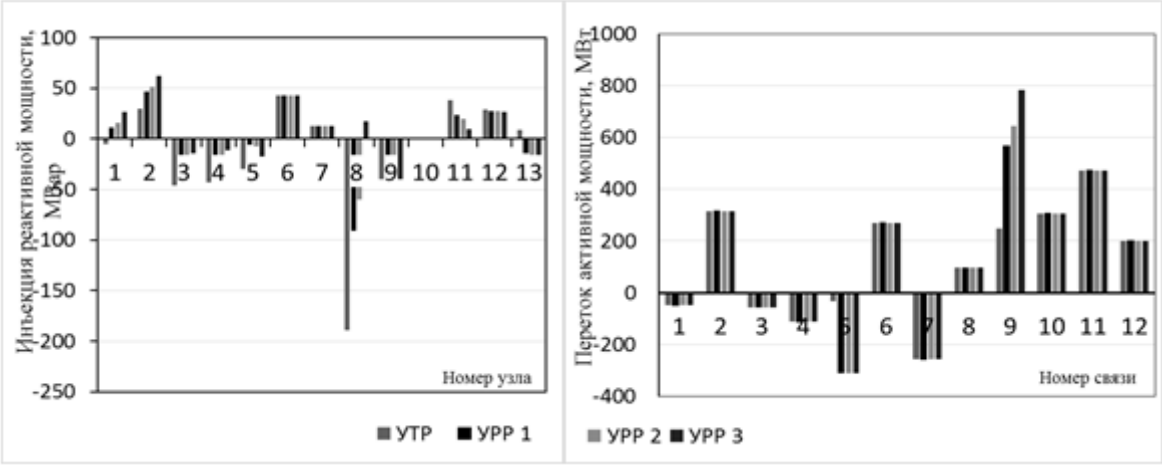


Рис.2. Диаграммы инъекции реактивной мощности в узлах и перетоков активной мощности по линиям

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе описан процесс настройки программы ОС результирующего режима. Процесс настройки имитирует выработку управляющих воздействий, необходимых для передачи дополнительной постоянной мощности в узел 1 в разных режимах. Показано, что при определенной настройке весовых коэффициентов изменяется реактивная мощность в некоторых узлах, что позволяет выполнить поставленную задачу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. М.: Наука, 2000. –152с.
2. Глазунова А.М., Аксаева Е.С. Модифицированное оценивание состояния для решения диспетчерских задач при управлении режимами электроэнергетической системы. //Электричество. 2013. №12. С.21-29.
3. Глоссарий. Системный оператор единой энергетической системы. http://so-ups.ru.
4. Методические указания по устойчивости // М. Изд-во НЦ ЭНАС, 2004, – 16 с.

Научный руководитель: Глазунова Анна Михайловна к.т.н., старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМНОЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.В. Домышев, Д.С. Крупенёв
Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН

Оценка режимной (в зарубежной терминологии «оперативной») надёжности электроэнергетических систем (ЭЭС) имеет важное, а иногда и критическое значение при управлении режимом ЭЭС в случае нештатных ситуаций (аварий) и работы ЭЭС в утяжеленных режимах. В сегодняшних реалиях функционирования ЭЭС, вопросы касающиеся обеспечения надёжности становятся всё более актуальными по ряду причин: высокий износ ряда энергетического оборудования, возросшая зависимость аппаратуры используемой потребителями электроэнергии от поставки качественной электроэнергии в необходимых объёмах, появление новых устройств придающих сети активные свойства, развитие распределённой генерации и др.

Практика оценки режимной надёжности ЭЭС как в отечественная, так и зарубежная опирается на использование критерия n-i [1,2], трактовка которого заключается в способности ЭЭС сохранять необходимые режимные требования при отказе i элементов ЭЭС. Как правило i берётся равной 1, при этом оценка является приближенной и не всегда может адекватно отразить состояние ЭЭС. В некоторых случаях i берется равным 2 и 3, что существенно повышает точность оценки, но приводит к значительному увеличению времени оценки режимной надёжности, иногда не удовлетворяющему минимально заданному. Таким образом, при оценке режимной надёжности ЭЭС необходимо проанализировать достаточное количество возможных состояний ЭЭС за заданное время для принятия мер по минимизации возможного ущерба.

При исследованиях балансовой надежности ЭЭС, где нет оперативности расчета, широко используется метод статистических испытаний (метод Монте-Карло) [2, 3]. В настоящее время в области вычислительных технологий были сделаны необходимые продвижении, для применения метода статистических испытаний для оценки режимной надёжности ЭЭС. Представим алгоритм оценки режимной надёжности ЭЭС с использованием метода статистических испытаний:

1. Формирование расчетной схемы ЭЭС. Расчетная схема ЭЭС формируется на основе имеющегося в энергосистемах описания оборудования, при применении, развивающейся технологии CIM [4], с помощью которой можно достаточно полно описать основное оборудование ЭЭС для задачи анализа режимной надежности.

Оперативные данные о текущем состоянии ЭЭС берутся в оперативном режиме от измерений системы SCADA или WAMS и если необходимо из дополнительного расчетного блока «оценки состояния». Данные по аварийности оборудования ЭЭС собираются в единую базу.

2. Формирование списка расчетных состояний ЭЭС. Как уже было отмечено, формирование проводится методом Монте-Карло. Разыгрывается необходимое количество состояний ЭЭС для точной оценки режимной надёжности, где учитываются не только возможные единичные отказы, но и любые возможные комбинации с их вероятностями.

В общем виде состояние каждого элемента ЭЭС в i-ом расчетном испытании определяется следующим образом:

$$P_{m_i}=\begin{cases}0, \textit{если } q_{m_i} < q_{c_m},\\ P_{m_\textit{факт}}, \textit{если } q_{m_i} \geq q_{c_m},\end{cases} \qquad 1)$$

где: P_{m_i} - полученная в результате моделирования рабочая характеристика

элемента (для генерирующих агрегатов это располагаемая мощность, для сетевых элементов это пропускная способность); $P_{m_факт}$ - фактическая рабочая характеристика элемента; q_{m_i} - полученная в результате разыгрывания по методу Монте-Карло вероятность отказа m-ого элемента; q_{c_m} - статистическая вероятность отказа m-ого элемента.

Для учета нерегулярных (случайных) колебаний нагрузки задается функция нормального закона распределения:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \qquad 2)$$

где: σ - среднеквадратическое отклонение нормального распределения; μ - математическое ожидание нагрузки потребителей.

В случае наличия в ЭЭС крупных потребителей со свойственными им внезапными включениями и отключениями крупной нагрузки (относительно мощности ЭЭС), необходимо моделирование данных включений и отключений, применяя аппарат Монте-Карло аналогично моделированию отключения элементов ЭЭС (1).

Статистическую вероятность отказа оборудования будем определять по следующему выражению [5]:

$$q_c(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \qquad (3)$$

где: $q_c(t)$- вероятность отказа элемента в момент времени t; λ- статистическая интенсивность отказа рассматриваемого элемента ЭЭС, 1/год; t – время работы элемента от ввода в работу до момента оценки режимной надёжности, ч.

3. Анализ режимов сформированных состояний ЭЭС. Для сформированных состояний ЭЭС проверяется возможность существования режима, устойчивость и возможность динамического перехода в послеаварийный режим.

Анализ статической устойчивости возможно проводить методом, основанным на анализе корней характеристического уравнения, который требует заведения точных данных по элементам сети, но в случае отсутствия точных данных по элементам сети анализ статической устойчивости проводится методом утяжеления.

Возможность динамического перехода моделируется при отключении элементов сети, если послеаварийный установившийся режим устойчив. Дополнительным критерием является близость к границе устойчивости, полученная на предыдущем шаге. Для анализа динамической устойчивости возможно задание типовых моделей машин и регуляторов в зависимости: от мощности и типа станции (ГЭС, ТЭЦ). Такое задание допустимо для анализа надежности, так как точные параметры для всей энергосистемы не всегда известны.

Также при формировании списка возможных аварийных событий необходимо учитывать возможность отказа противоаварийной автоматики (ПАА). Причем вероятность отказа ПАА в целом достаточно низкая. Более вероятен отказ выдачи единичного управляющего воздействия, например, часть нагрузки, заведенная под отключение, остается включенной [6].

4. Анализ чувствительности сети к возмущениям и формирование дополнительных возмущений. На каждом цикле расчета по методу Монте-Карло производится контроль близости параметров режима по каждому элементу к допустимым границам. Близость к границе может быть задана эмпирически, так как точность задания границ чувствительности влияет только на требуемое количество разыгрывания состояний по методу Монте-Карло. Если при расчете выявлено нарушение границы в каком-либо элементе, то отключается элемент с максимальным отклонением от допустимого диапазона и проводится

дополнительный расчет N-x. При этом контролируется максимальное количество одновременно отключенных элементов.

5. Вычисление показателей режимной надёжности ЭЭС. Для анализа режимной надёжности ЭЭС предлагаются вычисление следующих показателей режимной надёжности:

1) Вероятность безотказной (бездефицитной) работы потребителей электроэнергии.

2) Математическое ожидание (м.о.) дефицита мощности у потребителей.

3) Двойственные оценки (вероятность выхода на границу) режимных параметров ЭЭС

3.1. Вероятность нарушения коэффициента запаса устойчивости по активной мощности [7].

3.2. Вероятность нарушения коэффициента запаса по напряжению в узлах ЭЭС [7].

3.3. Вероятность превышения максимально допустимого перетока мощности в контролируемом сечении.

3.4. Вероятность отклонения напряжения за допустимые значения в узлах ЭЭС.

3.5. Вероятность превышения допустимой токовой нагрузки ЛЭП.

Представленный алгоритм оценки режимной надёжности ЭЭС был реализован в новой версии комплекса «АНАРЭС» и для иллюстрации работы был испытан на схеме представленной на рис. 1, схема 500 кВ Иркутской ЭЭС. Генерация электроэнергии, согласно представленной схеме, осуществляется на Братской ГЭС и на Усть-Илимской ГЭС. Нагрузка бралась на шинах подстанции 500 кВ. На данной схеме выполнен расчет надежности по критерию n-1, а также расчет методом Монте-Карло.

Расчет методом Монте-Карло проводился с различным числом испытаний (от 300 до 10000). При практическом применении метода Монте-Карло в анализе надежности, количество испытаний может определяться по критерию стабильности результата при увеличении количества испытаний.

Сравнение расчета надежности методом Монте-Карло с расчетом надежности по критерию n-1 показано на рис. 2 на примере вероятности отклонения напряжения в узлах сети. Из представленногорасчета видно, что расчет методом Монте-Карло позволяет выявить больше аварийных ситуаций, при которых нарушается устойчивость ЭЭС.

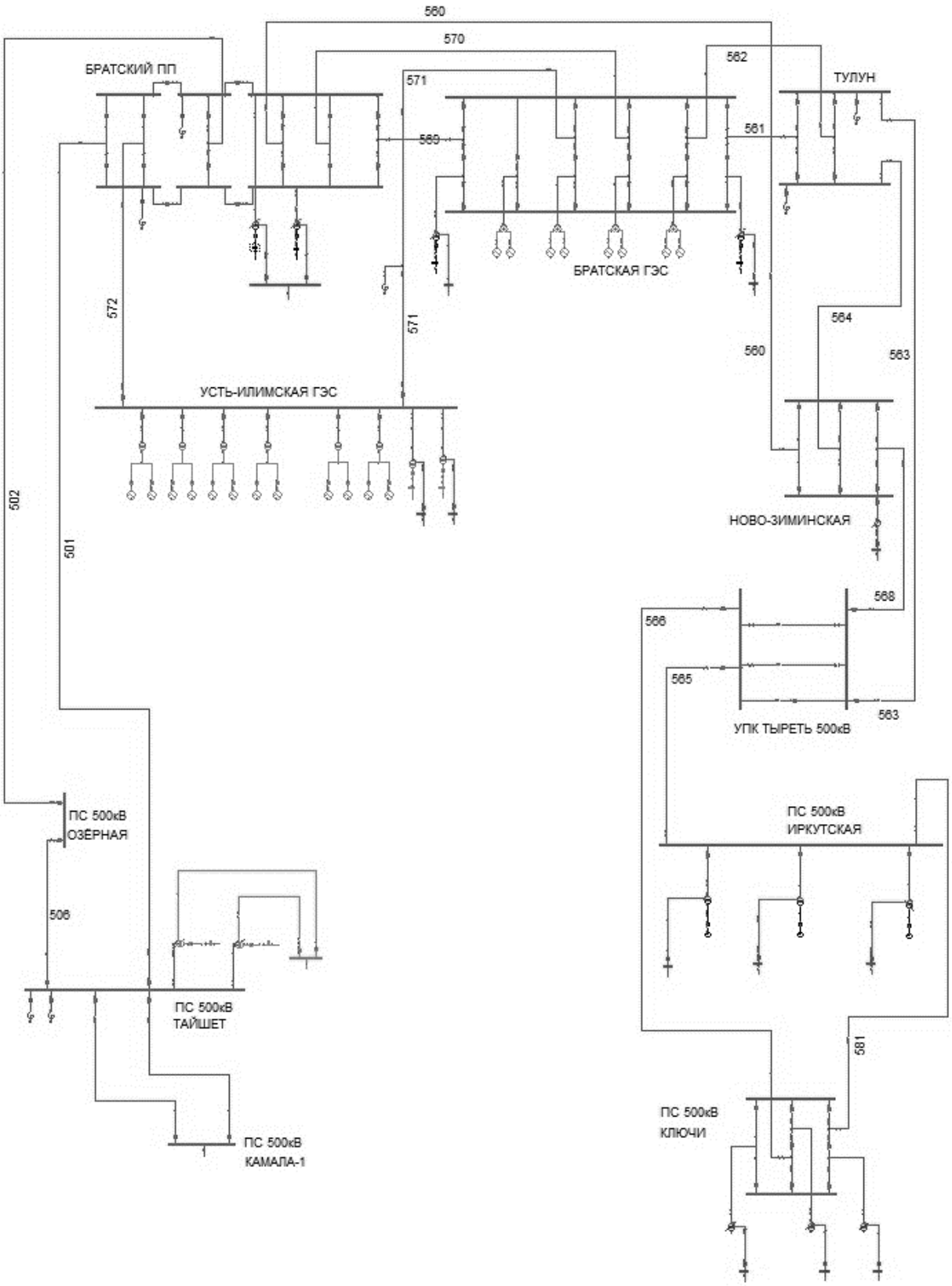


Рис. 1. Тестируемая схема ЭЭС

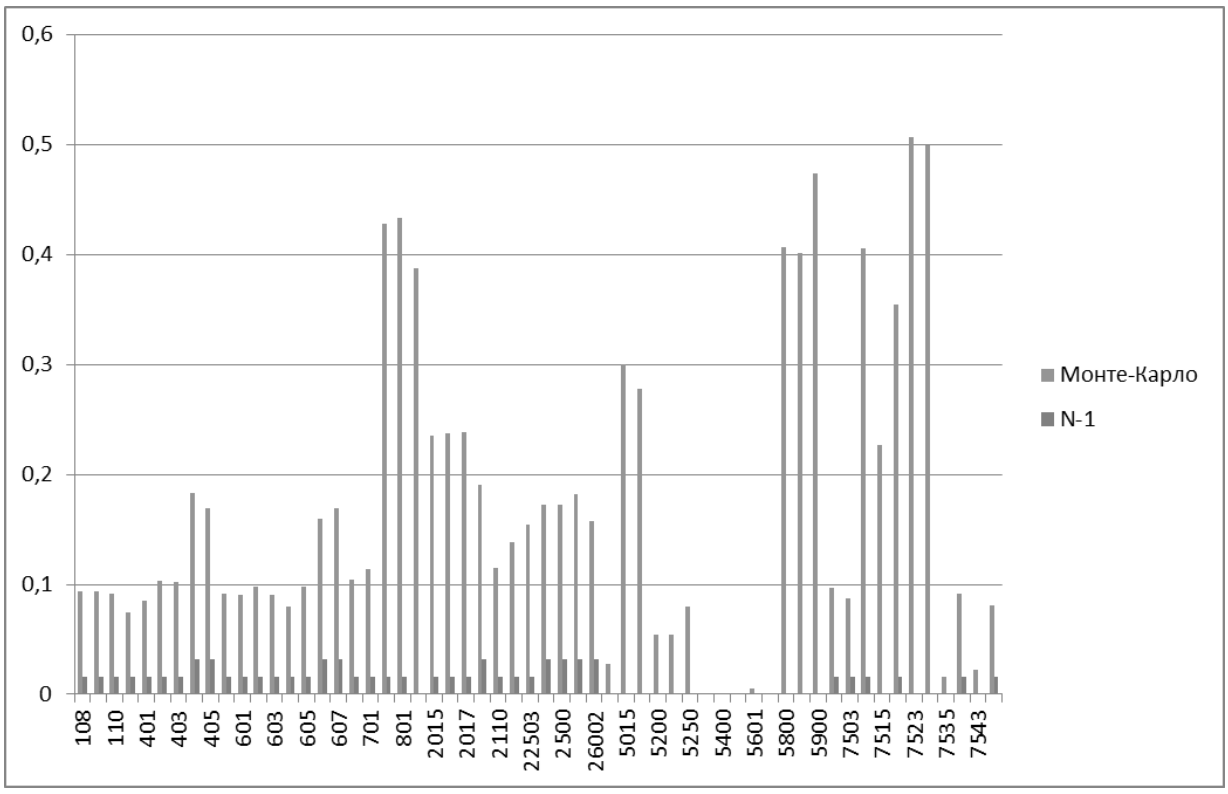


Рис. 2. Вероятность отклонения напряжения в узлах сети

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлена алгоритм оценки режимной надёжности ЭЭС, основанная на методе статистических испытаний.

Данная алгоритм может быть использован отдельно или совместно с оценкой режимной надежности по критерию n-1, а также в направленном переборе n-x с учетом коэффициентов чувствительности элементов сети на первичное возмущение.

Использование приведенного алгоритма и направленного перебора n-x с учетом коэффициентов чувствительности позволит достаточно полно анализировать режимную надежность электрической сети за минимально возможное время, что в конечном итоге приведет к повышению надёжности электроснабжения потребителей (уменьшению ущерба).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия N-1 при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС. / Препринт. Иркутск. 1999. 69 с.

3. Манов Н.А., Чукреев Ю.Я. Методы и модели исследования надёжности электроэнергетических систем. Сыктывкар, 2010. 292 с.

4. Ковалёв Г. Ф., Лебедева Л. М. Модель оценки надёжности электроэнергетических систем при долгосрочном планировании их работы. // Электричество, 2000. №. 11. С. 17–24.

5. Common Information Model (CIM) : CIM 10 Version, EPRI, Palo Alto, CA: 2001, 1001976.

6. Надёжность систем энергетики и их оборудования. / Под общей ред. Ю.Н. Руденко: в 4-х т. Т.1: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надёжности систем энергетики. М.: Энергоатомиздат, 1994. 480 с.

7. Kai Jiang, Singh C. New Models and Concepts for Power System Reliability Evaluation Including Protection System Failures // IEEE Transactions on Power Systems, т. 26, № 4, с. 1845–1855, ноя. 2011.

8. Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 153-34.20.576-2003 (РД 34.20.576).

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров, И.Д. Кубарьков
Самарский государственный технический университет

Введение

В электроэнергетическом секторе, дерегулирование рынка изменило условия эксплуатации сетей. Эти изменения привели к тому, что по условиям эксплуатации электрические сети приблизились к своему физическому пределу. Существующая система управления все еще остается гибкой, поскольку мощности генерируемые электростанциями превышают нагрузку потребителей, однако эта разница в спросе и предложении просто не может оставаться постоянной и тем более в условиях быстрого роста мощности потребителей. Таким образом, задача на ближайшее время заключается в эксплуатации сети с учетом доступной (имеющейся на данный момент) мощностью. В таком контексте, с учетом фактора неопределенности генерации источников, поставленная задача дополнительно усложняется.

Сеть и её представление.

В состав сети входит несколько источников, линий электропередач и потребителей (Рис. 1). Указанные источники питают потребителей с соблюдением некоторых ограничений. «Настройка» конфигурации сети подразумевает определение источника питания, который будет снабжать электроэнергией потребителя, путем включения или отключения соответствующих линий электропередачи. Таким образом, множество позиций выключателей определяют конфигурацию сети.

Критерием оптимизации является условие минимума потерь:

$$\Delta W = \sum_{\tau=1}^{T} \sum_{f=1}^{M} \pi_{f\tau} = \text{мин.},$$

при соблюдении в каждый момент времени τ интервала T балансов мощности в сети

$$\begin{cases} \sum_{f=1}^{M} P_{f\tau} - \sum_{i} P_{fi\tau} - \pi_{f\tau} = 0; \\ \sum_{f=1}^{M} Q_{f\tau} - \sum_{i} Q_{fi\tau} - q_{f\tau} = 0, \quad \tau = \overline{1,T} \end{cases}$$

ограничений по токам в ветвях

$$I_{l\tau} \le I_{l\text{доп.}}; \quad l = \overline{1,L}; \quad \tau = \overline{1,T},$$

ограничений по напряжению в узлах

$$U_{i\text{мин}} \le U_{i\tau} \le U_{i\text{макс}}; \quad i = \overline{1,N}; \quad \tau = \overline{1,T},$$

где τ – дискретное время, например, с шагом в 1 час;
M – количество фидеров (подсхем) в сети.

Данная проблема оптимизации является трудной задачей [1]. Однако полученные решения действительны только для имеющейся конфигурации. Неопределенность в генерации приводит к снижению производительности, которая включает в себя апостериорионую модификацию (после возникновения возмущения) конфигурации сети. Эти изменения в конфигурации сети должны производиться с учетом удовлетворения ограничений, которые ранее были нарушены, а также новая конфигурация должна обеспечивать электроэнергией потребителей, которые ранее были отключены. В системе электроснабжения отключение потребителей, т.е. сброс нагрузки недопустим. Это условие

является причиной того, что неопределенности в генерации источников необходимо учитывать при решении поставленной задачи. Однако, обеспечение потребителей электроэнергией (не отключая нагрузки) может быть осуществлено, несмотря на указанную неопределенность в генерации.

Таким образом, целью данной работы является рассмотрение данной проблемы в области оптимизации в условиях неопределенности генерации, и предложение нового подхода для её решения (отсрочить отключение нагрузки).

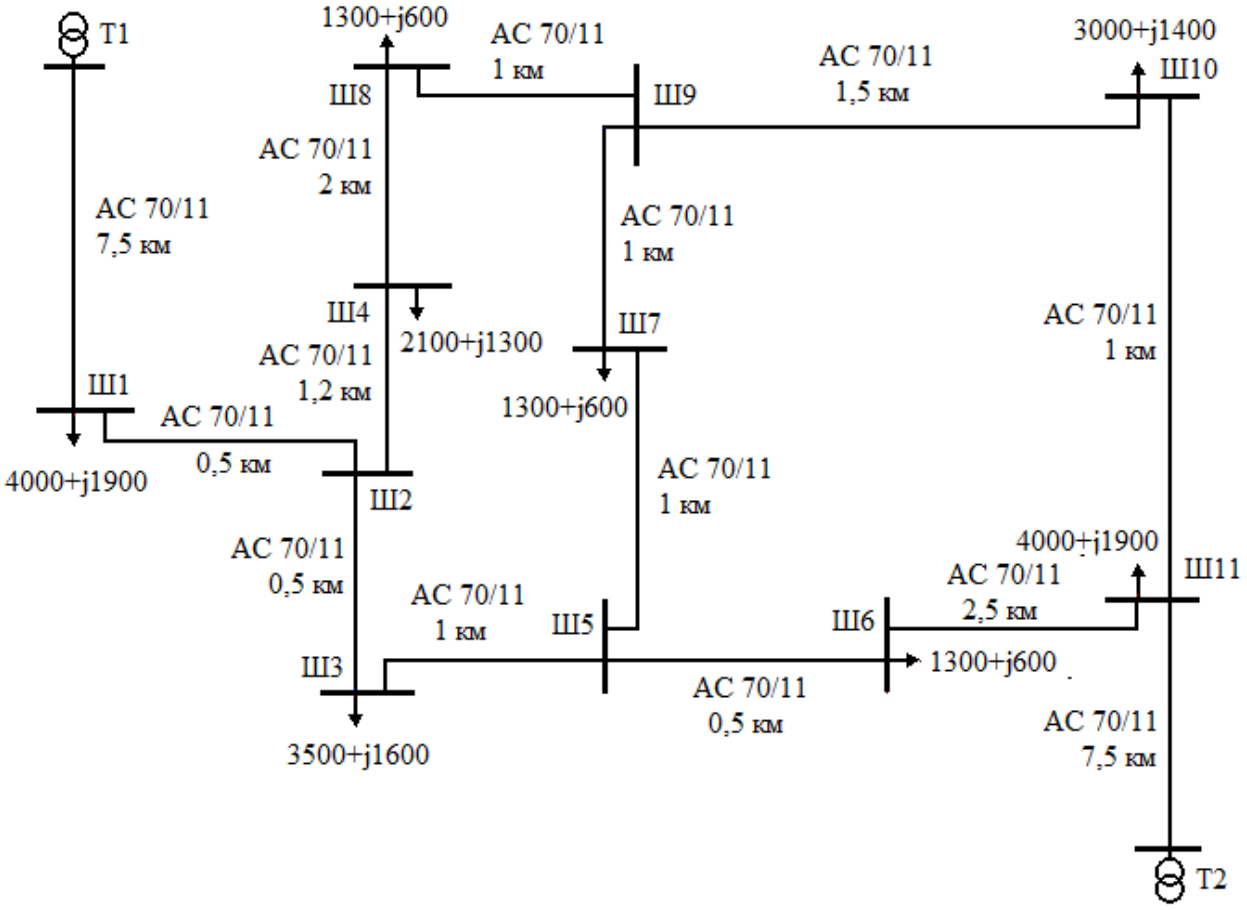


Рис. 1. Распределительная сеть

Предлагаемое решение

Решение поставленной задачи может быть получено, используя различные методы, однако наиболее прогрессивный метод заключается в применении мультиагентной системы (МАС). Подобные системы основаны на взаимодействии множества агентов. Каждый из которых, представляет свой собственный элемент сети, содержит набор его параметров и отвечает за их контроль (линия, нагрузка, источник и т.д.) [2].

Это представление существенно упрощает функции агента, что, как следствие, отразится на требуемых вычислительных мощностях и скорости производимых вычислений.

Каждый агент обладает только локальной информацией, - не достаточной для решения этой задачи, поэтому требуется наличие некоторого количества агентов с распределением их функций. Ключевым моментом является условие взаимодействия агентов с учетом возможности обучения, по результатам которого они могут принять то или иное локальное решение и представить соответствующее решение для всей сети. Структура процедуры обучения агентов представлена на Рис. 2.

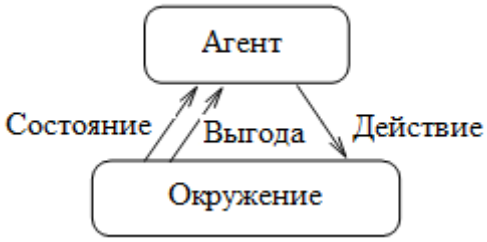


Рис.2 Схема действий Агента в процессе обучения

Процесс обучения состоит из выполнения шагов [1] - [4], пока действия не будет считаться оптимальным:

1. Оценка агентом окружающей среды.
2. Агент принимает решение о выполнении вероятных действий, анализируя текущие обстоятельства.
3. Агент выполняет отобранное действие.
4. Агент получает определенные преимущества за действие, которое он выполнил.
5. Переход в [1].

При этом необходимо отметить, что в реальных электрических сетях существуют некоторые ограничения, которые должны быть заложены в агентов. А также в задаче принимаются некоторые упрощения отмеченные ниже.

Электротехнические ограничения

Электротехнические ограничения определяются следующим образом:

1. Два источника не должны быть взаимосвязаны во время работы: допустимая конфигурация не должна содержать путь, соединяющий оба источника.
2. Каждый потребитель должен быть запитан только от одного источника.
3. Полученная конфигурация сети не может быть кольцевой.
4. Каждый источник может выдавать только ограниченное количество мощности (=К).
5. Каждая линия может передавать максимальный поток электроэнергии. В дальнейшем будем считать, что значение максимального потока равно максимальному значению К.

Таким образом, конфигурация сети, удовлетворяющая ограничению 4, также удовлетворяет ограничению 5.

Первых три условия четко определяют структуру искомого варианта электрической сети, таким образом, чтобы она была радиального типа. Эти условия также продиктованы необходимостью уменьшения токов короткого замыкания и, как следствие, удешевлению стоимости выключателей. Однако такое схемное решение предусматривает пути резервирования путем подключения другого источника при отключении первого.

Поиск решения

Поиск решения осуществляется следующим образом: агенты источники задают уровни напряжений, которые передаются соседним с ними агентам линий. По этим уровням с учетом параметров линий электропередач агенты ЛЭП определяют начальные приближения уровней напряжения на концах линий (т.е. на шинах подстанций у ближайших потребителей). С учетом нагрузки у потребителей корректируются уровни напряжений на их шинах соответствующими агентами нагрузки и агентами ЛЭП. Эти параметры передаются следующим агентам ЛЭП и агентам нагрузок. Цикл пересчета и уточнения происходит повторно для всех предыдущих агентов.

Если имеется несколько линий, то предшествующий агент передает данные всем последующим агентам ЛЭП, а те соответствующим агентам нагрузок и процесс вычислении происходит параллельно. Полученные при этом уточненные значения потокораспределения суммируются предшествующим агентом ЛЭП при обратном ходе, и происходит перерасчет параметров предыдущими агентами.

В таблице 1 приведены примеры промежуточных вычислений агентов при

последовательном учете нагрузок начиная с соответствующих источников (Т1 и Т2) схемы на Рис. 1.

Все эти процессы происходят до тех пор, пока некоторый агент в цепи последовательного расчета получает запрос с двух сторон (либо одновременно, либо поочередно). Производя соответствующие расчеты сначала для одних параметров с одной стороны, а затем для других параметров - с другой, агент сравнивает полученные данные с одной стороны с рассчитанными параметрами и делает вывод о том, какие параметры являются более оптимальными (например, полученный уровень напряжения будет выше расчетного). После чего агент решает, какой выключатель должен быть включен/отключен.

Если имеется разница в уровнях напряжений (расчетный и полученный), то агент ЛЭП, принимая за наилучший вариант больший уровень напряжения, передает запрос противоположному агенту, а тот рассчитывает и уточняет соответствующие уровни напряжений на конце присоединенной ЛЭП. И если уровни больше, то происходит формирования запроса следующему агенту, если же нет, то расчет при этом прекращается и фиксируется положение выключателей.

Таблица 1.

Шины	U, кВ				
	1	2	3	4	5
Т1	35	35	35	35	35
Ш1	34,45	34,45	33,98	33,64	33,47
Ш2	-	34,45	33,94	33,58	33,40
Ш3	-	-	33,91	33,55	33,37
Ш4	-	-	-	33,53	33,32
Ш5	-	-	-	-	-
Ш6	-	34,21	33,79	33,79	33,61
Ш7	-	-	-	-	33,54
Ш8	-	-	-	-	33,29
Ш9	-	-	-	33,79	33,56
Ш10	-	-	33,80	33,79	33,59
Ш11	34,45	34,27	33,85	33,85	33,67
Т2	35	35	35	35	35

Следует отметить, что важную роль играет также соблюдение условий допустимого отклонения напряжения ($\pm 5\% U_{ном}$). Если учет последующей нагрузки ведет к нарушению данного условия, то агентами последующий расчет в этом направлении не производится, а наоборот происходит возврат к предыдущим условиям.

Таким образом, определяется наилучшая конфигурация сети с имеющимися параметрами нагрузок (Рис. 3). Однако при любом изменении этих параметров агентами производится перерасчет режима и при необходимости изменение положения выключателей.

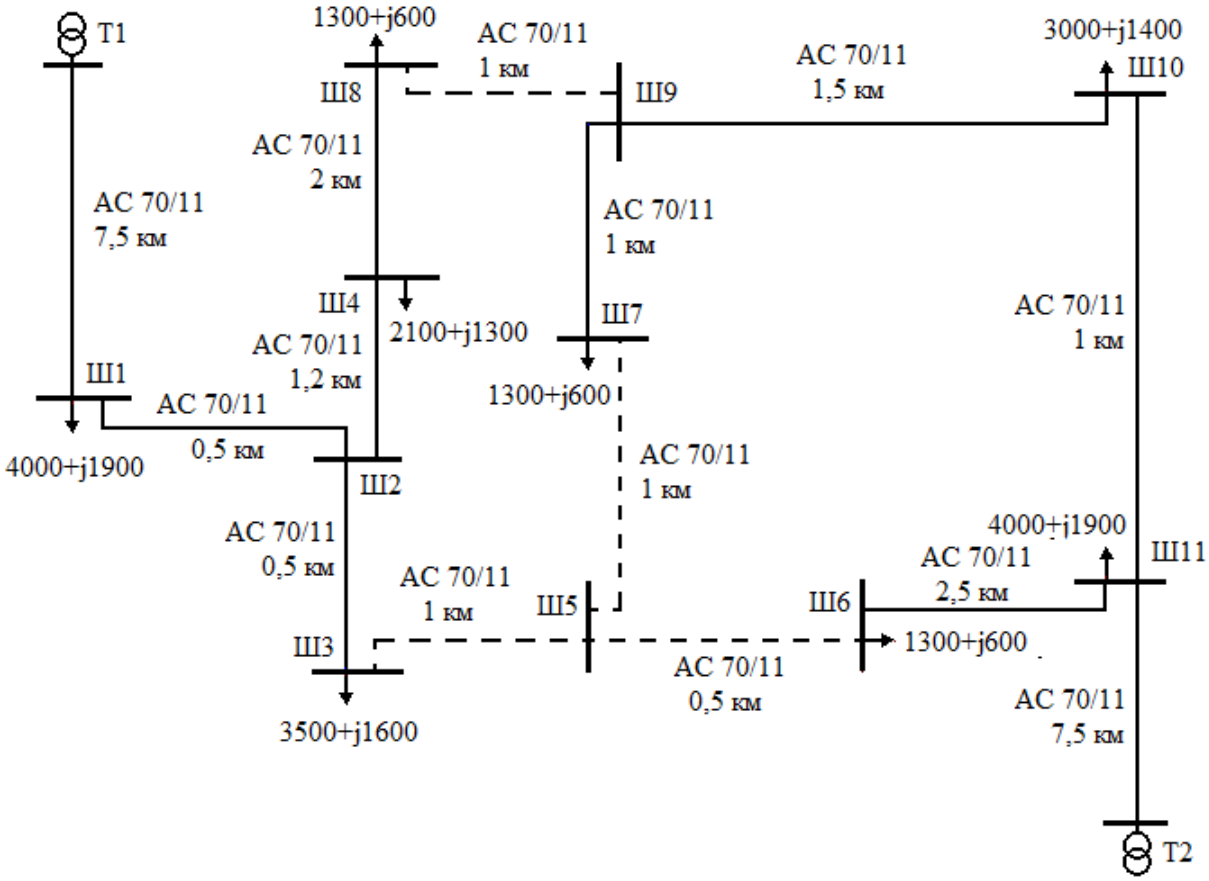


Рис. 3. Полученная конфигурация сети

ВЫВОДЫ

1. В работе предлагается использовать МАС для решения задач управления распределительными электрическими сетями с целью оптимального распределения нагрузок между ближайшими источниками электроэнергии при соблюдении радиальной конфигурации сети и допустимого уровня отклонения напряжения.
2. Полученные результаты подтверждают корректность предлагаемого алгоритма и возможность работы МАС в реальных сетях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ramos, E.R., Exposito A.G., Santos J.R., Iborra F.L., Path-based distribution network modeling: application to reconfiguration for loss reduction// IEEE Transactions On Power Systems. - 2005.
2. Кубарьков Ю.П., Рыгалов А.Ю., Макаров Я.В., Карпов А.С. Анализ и восстановление режимов работы систем электроснабжения с помощью мультиагентной системы. // Труды Кольского научного центра РАН. - 2013. - №4(17) – 112-116.

Научный руководитель: Ю.П. Кубарьков, к.т.н., профессор кафедры «Электрические станции» СамГТУ.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕДЕНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

В.В. Петров, А.А. Альмендеев
ФГБОУ ВПО «СамГТУ», ЭТФ, Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Надежное ведение режима является приоритетной задачей для диспетчерских центров, управляющих энергосистемами и крупными энергообъединениями. Одними из важных параметров режима, контролируемых диспетчерскими центрами, являются токовая загрузка сетевых элементов и переток активной мощности в контролируемых сечениях.

В результате различных технологических нарушений (отключение сетевых элементов, генераторов), а также отклонений от прогнозного потребления электроэнергии и повышений температуры окружающего воздуха, возможны перегруз сетевых элементов и превышение максимального допустимого перетока (МДП) в контролируемых сечениях. Данная перегрузка недопустима по условиям работы оборудования или ведения режима энергосистемы и может привести к развитию аварии. Поэтому переток в сечениях и токовая загрузка сетевых элементов строго контролируются и при выходе их за допустимые значения применяются мероприятия по их уменьшению, среди которых [1]:

- загрузка станций по активной и реактивной мощности в дефицитном районе;
- изменение топологии сети (перенос точек раздела транзитов, отключение параллельных сетевых элементов для увеличения суммарного сопротивления и, как следствие, снижения токовой загрузки);
- ввод графиков аварийного ограничения режима потребления.

В данной статье предлагается альтернатива вводу ограничений режима электропотребления. Такой альтернативной является регулирование напряжения в узлах нагрузки потребителей. Приведем примеры влияния изменения напряжения на основные электроприемники эксплуатируемые потребителями.

Основную нагрузку в промышленных узлах составляют асинхронные двигатели (АД). Потребляемая ими мощность зависит от электромагнитного момента, развиваемого на валу ротора (1).

$$M_{эм} = \frac{pm_1 U_1^2 \frac{r_2'}{s}}{\omega_1 \left[\left(r_1 + c_1 \frac{r_2'}{s} \right)^2 + \left(r_{\sigma 1} + c_1 x_{\sigma 2}' \right)^2 \right]} \quad (1)$$

При уменьшении напряжения, на валу нарушается равенство моментов $M_{эм} = M_{ст}$, вследствие чего ротор начинает затормаживаться, а скольжение увеличиваться. При достижении определенного значения скольжения, снова наступает равенство моментов. Характеристика АД при этом становится более мягкой. Условие устойчивой работы АД определяется неравенством $M_{эм} \le M_{\max}$, где $M_{\max}$ - момент при $s = s_{кр}$. Также максимальный момент можно определить по формуле (2):

$$M_{\max} = \pm \frac{pm_1 U_1^2}{2\omega_1 c_1 \left[\pm r_1 + \sqrt{r_1^2 + \left(x_{\sigma 1} + c_1 x_{\sigma 2}' \right)^2} \right]} \quad (2)$$

Кроме того, нередко находят применение и неявнополюсные синхронные двигатели (СД). Момент СД можно найти по формуле (3):

$$M_{эм} = \frac{\mathrm{mEU_1}}{\omega_c \mathrm{x_d}} \sin(\theta) \quad (3)$$

Как видно момент СД не так зависит от напряжения, как момент АД. В отличие от АД, при уменьшении напряжения частота вращения СД не уменьшается. Вместо этого увеличивается угол нагрузки, чтобы скомпенсировать возникшее неравенство моментов на валу.

Предположим, что двигатель загружен на некоторую мощность, которая меньше номинальной. При этом угол нагрузки будет равен 30 градусам.

$$M_{эм} = \frac{\mathrm{mEU_1}}{\omega_c \mathrm{x_d}} \sin(30°) \quad (4)$$

Выясним диапазон допустимого снижения напряжения с учетом запаса в 15%, по условию устойчивости работы. Для этого приравняем данный электромагнитный момент к максимальному моменту, который будет достигаться при угле нагрузки в 90 градусов.

$$M_{эм} = M_{\max} \quad (5)$$

$$\frac{\mathrm{mEU_1}}{\omega_c \mathrm{x_d}} \sin(30°) = 0{,}85 \frac{\mathrm{mEU_2}}{\omega_c \mathrm{x_d}} \quad (6)$$

$$\mathrm{U_2} = \frac{\mathrm{U_1} \sin(30°)}{0{,}85} = 0{,}588 \mathrm{U_1} \quad (7)$$

Таким образом, в данном случае образуется интервал, с нижней границей в 58,8% от $\mathrm{U_1}$, в пределах которого можно снижать напряжение, без риска нарушения устойчивой работы двигателя.

На основе выражений (1) и (3) можно сделать вывод, что незначительное снижение напряжения не приводит к нарушению устойчивой работы двигателей, изменению потребляемой активной мощности, но приводит к незначительному увеличению потребления реактивной мощности.

В случае с осветительной нагрузкой, снижение напряжения приведет к уменьшению потребляемой мощности и тока, что в свою очередь сгладит условия протекания аварийного и послеаварийного режимов. Согласно [2] зависимость мощности, потребляемой лампами накаливания, от напряжения сети можно оценить как:

$$\mathrm{P} = \left(\frac{\mathrm{U_1}}{\mathrm{U_{ном}}} \right)^{1{,}53} \quad (8)$$

Допустим, что напряжение сети снизилось на 7%, тогда мощность, потребляемая лампами будет равна:

$$\mathrm{P_1} = \left(\frac{\mathrm{U_1}}{\mathrm{U_{ном}}} \right)^{1{,}53} = \left(\frac{0{,}93 \mathrm{U_{ном}}}{\mathrm{U_{ном}}} \right)^{1{,}53} = (0{,}93)^{1{,}53} = 0{,}895 \quad (9)$$

Таким образом, произошло снижение потребления активной мощности на 10,5% и соответственно снижение тока. При снижении напряжения у синхронного двигателя на 7% потребляемая активная мощность не изменится, однако СД начнет потреблять больше реактивной мощности и ток увеличится на 5 %.

Приведенный пример показывает, что для узла с осветительной и двигательной нагрузкой, при их определенных соотношениях, снижение напряжения приводит к снижению суммарного перетока активной мощности к данному узлу, а также снижение модуля тока.

Одним из параметров оценки устойчивости режимов электроэнергетической системы является коэффициент запаса по напряжению (10):

$$k_{зп} = \frac{U_1}{U_{кр}} \quad (10)$$

Согласно [1] коэффициент запаса по напряжению должен быть $k_{зп} \geq 1{,}1$ для послеаварийного режима и $k_{зп} \geq 1{,}15$ для нормального режима. Минимально допустимым напряжением считается $1{,}15U_{кр}$, аварийно допустимым $1{,}1U_{кр}$, где $U_{кр}$ - напряжение, при котором происходит опрокидывание двигателей. Следовательно, можно высчитать диапазон возможного снижения напряжения, например, для сетей 110 кВ:

$$U_{кр} = 0{,}7U_{ном} = 0{,}7 \times 110 = 77{,}7кВ \quad (11)$$

$$U_{мд} = U_{кр} \times 1{,}15 = 77{,}7 \times 1{,}15 = 88{,}55кВ \quad (12)$$

$$U_{ад} = U_{кр} \times 1{,}1 = 77{,}7 \times 1{,}1 = 85{,}47кВ \quad (13)$$

Таким образом, с учетом устойчивой работы двигателей, можно снижать напряжения более чем на 20 кВ. Однако, сильное снижение напряжения может привести к повышенному потреблению реактивной мощности асинхронным двигателями. Поэтому предлагаемый в статье метод предполагает исследование характера нагрузки потребителя в каждом конкретном узле энергосистемы. После таких исследований могут быть даны конкретные диапазоны регулирования напряжения с целью снижения перетоков мощности.

ВЫВОД

Исходя из вышесказанного, можно заключить, что снижение напряжения в узле нагрузки не ведет к нарушению режима работы потребителей, а в ряде случаев приводит к уменьшению потребляемой мощности и токов, а также снижению потерь электроэнергии, что благотворно сказывается на режиме энергосистемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стандарт ОАО РАО "ЕЭС России" СТО 17330282.29.240.004-2008 "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем"
2. Суднова В.В. Качество электрической энергии. М.: ЗАО Энергосервис, 2000. - 80 с.
3. Вольдек А.И. Электрические машины Изд 2-е, перераб и доп. — Л, «Энергия», 1974. 840 с.
4. Копылов И.П., Клоков Б.К., Морозкин В.П., Токарев Б.Ф. Проектирование электрических машин. М.: Энергия, 1980. – 496 с.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМ АРЧМ. РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГЕНЕРАЦИЕЙ

М.В. Волошин

Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления»

В настоящее время развитие режимной автоматики подошло к тому моменту, когда уже не достаточно просто осуществлять автоматический контроль работы режимов ЕЭС России. В условиях либерализации электроэнергетики необходимо учитывать экономическую составляющую при работе режимной автоматики. На данный момент на базе системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ)

есть возможность создания полноценной системы автоматического управления генерацией (АУГ), учитывающей экономическую составляющую при управлении режимами ЕЭС России.

На данный момент системы АРЧМ работают в объединённых энергосистемах (ОЭС) ЕЭС России: Северо-Запада, Центра, Юга, Урала, Сибири, которые работают параллельно и ОЭС Востока, работающей изолированно, а так же в Кольском РДУ. Работа систем АРЧМ реализуется через трехуровневую иерархию диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Технология АРЧМ включает в себя инструментальные средства, компетенции и деятельность по расчётам, анализу и технологическому управлению, а именно:

- технические принципы и алгоритмы управления частотой и активной мощностью ЕЭС России;
- систему сбора и передачи информации (ССПИ), включая ОИК – единый оперативный информационный комплекс оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени и средства поддержания частоты и активной мощности в режиме реального времени;
- средства и систему визуализации параметров регулирования частоты и активной мощности, позволяющие автоматически в режиме реального времени обрабатывать параметры энергетических объектов, находящихся в операционной зоне;
- моделирование, анализ и разработку алгоритмов системы АРЧМ;
- разработку, эксплуатацию, развитие централизованных систем АРЧМ, охватывающих все уровни ЕЭС России и размещаемых в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС».

АУГ на данный момент осуществляется только для противоаварийного и режимного управления, направленного на обеспечение системной надёжности, без учёта экономической составляющей.

Автоматическое управление электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России в темпе реального времени позволяет обеспечить её устойчивость и экономичную работу, сохранение параметров электроэнергетического режима в допустимых пределах, нормируемое качество электроэнергии и является одной из главных задач обеспечения системной надёжности.

Необходимо рассмотреть вопрос о расширении возможности АУГ в части экономической составляющей. АУГ должно происходить максимально эффективно с экономической точки зрения, при этом, не ухудшая качество услуг по обеспечению системной надёжности. Под услугами по обеспечению системной надёжности понимается комплекс необходимых для обеспечения надёжности функционирования ЕЭС России действий по:

- нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (НПРЧ).
- АРЧМ с использованием генерирующего оборудования электростанций, за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью менее 100 МВт.
- регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия.

Информацию для анализа зарубежного опыта можно получить из материалов работы международных организаций, объединяющих ведущие организации и центры, осуществляющие научные исследования в области функционирования больших энергосистем, к которым относятся: CIGRE, VLPGO, ENTSO-E и др.

Изучение существующих и перспективных направлений развития зарубежных систем регулирования частоты и активной мощности (LFC), внедряемых и разрабатываемых передовых технологий управления и повышения устойчивости их работы осуществляется, как правило, на основе эпизодических двусторонних контактов с зарубежными компаниями и открытого предварительного опубликования документов для внесения предложений и корректировок.

Анализ имеющихся сведений показывает недостаточность инновационного развития технологий в областях развития технических принципов, алгоритмов и средств управления частотой и активной мощностью.

В зарубежных странах повышение безопасности, надежности, энергоэффективности, экологичности функционирования энергосистем достигается за счет разработки, внедрения и совершенствования новейших видов электроэнергетического оборудования (генерирующего, сетевого, распределительного, др.), технологий и стандартов производства и передачи электроэнергии, развития национальных электрических сетей, которые можно использовать для развития АРЧМ и АУГ. Примеры:

- сетевой кодекс ENTSO-E;
- программа по внедрению технологий WAMS, одобренная Федеральной комиссией по регулированию энергетики США;
- китайская государственная программа по созданию единой национальной электрической сети;
- разработки в области накопителей электроэнергии;
- опытная эксплуатация гелиоэлектростанций в Японии;
- развивающееся сотрудничество стран Центральной и Южной Азии в сфере электроэнергетики.

Единая национальная энергосистема (ЕНЭС) имеет особенности, которые нельзя не учитывать при планировании развития систем АРЧМ и АУГ:

- генерирующие мощности размещаются в непосредственной близости от мест нахождения энергоносителей, а проблема удаленности генерации от потребителей решается транспортировкой электроэнергии на большие расстояния;
- широко применяются высоковольтные ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше для перетоков мощности между операционными зонами в разных часовых поясах;
- низкая плотность сетей; расстояния, на которые требуется прокладка сетей, предопределяют для сетевого строительства высокую себестоимость и длительность по срокам осуществления, а подверженность действию природных факторов – значительные затраты на обслуживание и необходимые ремонтные работы;
- существуют значительные ограничения по совместной работе оборудования в составе энергосистемы, что предопределяет необходимость использования систем противоаварийного и режимного управления.

Технология АРЧМ, применяемая в ЕЭС России, является выдающимся образцом управления частотой и активной мощностью и уникальным инженерным решением, не имеющими точных аналогов в зарубежной практике.

Анализ производственно-технологической деятельности зарубежных компаний показывает наличие лишь сопоставимых аналогов, однако эти образцы не могут быть взяты в качестве основы и непосредственно использованы для инновационного развития АРЧМ ЕЭС России. Тем не менее, опыт масштабных проектов и программ, реализуемых в зарубежной электроэнергетике, даёт долю необходимой информации для дальнейшего внедрения некоторых перспективных проектов и программ, с целью дальнейшего инновационного развития АРЧМ.

Технология АУГ, фактически существующая в ЕЭС России, не учитывает экономические факторы при режимном управлении.

При этом, в отличие от АРЧМ, для развития АУГ возможно использование зарубежных разработок, адаптированных под специфику работы ЕЭС России.

Так, имеют место следующие задачи, требующие решения:

а. Совершенствование имеющихся и реализация дополнительных функциональных возможностей системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности:

- за счёт взаимодействия с функционирующими в ЕЭС России автоматическими и

автоматизированными расчётными системами и системами мониторинга для увеличения достоверности и надёжности расчёта управляющих воздействий;

– за счёт взаимодействия с функционирующими в ЕЭС России ПАК, для доведения планового графика в САУМ и ГРАМ электростанций, повышения уровня автоматизации управления электроэнергетическим режимом и эффективности взаимодействия существующих ПАК;

– за счёт реализации дополнительного функционала, способствующего развитию рынка, например, автоматизация мониторинга участия регулирующих объектов в АВРЧМ, минимизация фактической суточной выработки ГЭС с т.д.;

– совершенствование информационного обмена между ЦКС, ЦС АРЧМ и энергообъектами, подразумевающее создание стандарта по информационному обмену ЦКС/ЦС АРЧМ;

– за счёт развития управления передачами и вставками постоянного тока, гибкими линиями электропередачи переменного тока, устройствами продольной компенсации, а также использование иных появляющихся и зарождающихся технологий для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности.

б. Увеличение количества ГЭС и энергоблоков ТЭС, присоединённых к системе АРЧМ:

– внедрение системы АРЧМ в изолированных энергосистемах и энергосистемах выделяющихся на изолированную работу (например, Камчатка, Сахалин, Магаданская область, республика Коми, Крым);

– увеличение возможности использования резервов для автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности. Использование для регулирования частоты и перетоков активной мощности, после проведения соответствующих НИР:

– парогазовых установок;

– станций, использующих для генерации возобновляемые источники энергии, гелиоэлектростанций (управление аккумуляторами на основе борида ванадия);

– регулирование частоты и перетоков активной мощности за счёт резервов генерирующих станции, расположенных за рубежом, в непосредственной близости к ЕЭС России;

в. Совершенствование алгоритмов управления систем АРЧМ;

г. Работы в области оценки нерегулярных колебаний нагрузки энергосистемы;

д. Совершенствование средств вычислительной техники и связи;

е. Описание бизнес-процессов, связанных с работой системы АРЧМ:

– реализация управления в автоматическом режиме;

– предупреждение диспетчера об изменении режимной ситуации;

– обработка информации;

– администрирование и обслуживание информационной системы;

– способность к взаимодействию приложений.

ж. Описание указанных бизнес-процессов с точки зрения оптимизации и сокращения расходов.

з. Реализация экономической диспетчеризации (ЭД) для повышения экономической эффективности при решении задач АВРЧМ и третичного регулирования (автоматизация процедур выбора и подключения энергоблоков для участия в АРВЧМ);

и. Автоматическое определение текущих значений плановых балансов мощности ЭС для расчета возможных отклонений (внедрение графиков обменами мощностью);

к. Автоматический контроль величины резервов мощности;

л. Решение задач, связанных с регулированием реактивной мощности.

Работа по указанным направлениям развития АРЧМ и АУГ во многом зависит от динамики развития электроэнергетики и технических средств в России и за рубежом. От результатов развития зависит содержание последующих работ и направления развития

систем АРЧМ и АУГ на 2015–2020 годы и на период до 2025 года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Андреев А.В., Лившиц Г.Н., Машанский А.М., Пономарёва А.Н., Сафронов А. Н. Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России. // Энергосистемы и электрические сети. 2010. №3. С.43–51.
2. Викснина И. Новая энергия для Востока страны. // Электроэнергия. Передача и распределение. 2013. №5. С.26–28.
3. Гусева Е. Российская электроэнергия для Центральной и Южной Азии. // Электроэнергия. 2013. №5(20). С.12–15.
4. Линт М. Россия и СИГРЭ: опыт плюс инновации. // Электроэнергия. 2013. №5(20). С.126–134.
5. Фройлих К. Техническая деятельность Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ. Стратегические направления на 2010-2020 гг. // Энергетика за рубежом. 2013. №5. С.47–54.
6. Программа инновационного развития на 2012–2016 годы и на перспективу до 2020 года, утверждённая решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.04.2012, протокол № 123.
7. ENTSO-E – Network Code on Load-Frequency Control and Reserves. 2013.

Научный руководитель: К.А. Никишин, к.т.н., заместитель директора филиала по науке и технологии – начальник отдела РЭС.

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ УРОВНЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров, К.А. Голубева
Самарский Государственный Технический Университет

Введение

В настоящее время реструктуризация и рыночные условия функционирования электроэнергетики вносят ряд особенностей и проблем. Необходимо создание клиенто-ориентированной электроэнергетики, обеспечивающей более надежное электроснабжение потребителей, а также привлечение последних к участию в процессе управления режимами работы энергосистемы. Требуется применение нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте тепловой и электрической энергии, оптимизацию величины и размещения резервных мощностей.

Ведущая роль при модернизации электроэнергетики на новых принципах отводится электрической сети как структуре, обеспечивающей надежные связи генерации и потребителя. Новейшие технологии, применяемые в сетях, обеспечивающие адаптацию характеристик оборудования к режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями, позволяют создать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Интеллектуальная система

В целом речь идет о создании так называемой Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), под которой понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть,

потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии [1].

Для реализации этой новой функции сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники, системами, обеспечивающими получение информации в режиме on-line о режимах работы сети и состоянии оборудования. В сетях и у потребителя находят широкое применение различного рода накопители (аккумуляторы) электрической энергии, а потребители становятся активными участниками процесса распределения и потребления электроэнергии.

ИЭС ААС оснащаются современными системами автоматизации управления нормальными и аварийными режимами работы с использованием мощных компьютерных средств и единой сети связи для управления и оценки состояния режимов работы ИЭС.

Цель ИЭС ААС - обеспечение эффективного использования всех видов ресурсов для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей энергии за счет гибкого взаимодействия ее субъектов (генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной системы управления.

В широком смысле адаптивная сеть – это связная сеть с гибкой инфраструктурой, которая способствует повышению безопасности и производительности, при этом уменьшая сложность инфраструктуры. Помимо этого, адаптивная сеть должна быть в виде открытой инфраструктуры, в которую при необходимости легко вносить изменения, а также интегрировать с новыми элементами системы, без необходимости переобучения специалистов.

Основные компоненты

В ИЭС ААС важная роль отводится активно-адаптивной электрической сети, как технологической инфраструктуре электроэнергетики, собственно наделяющей интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Активно - адаптивная сеть представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих:

1) линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, систем защиты от разрядов и перенапряжений и др).;

2) устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе, мощности активной и реактивной, преобразования рода тока - переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумулирования энергии;

3) коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;

4) исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);

5) датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;

6) современные цифровые устройства защиты и автоматики;

7) информационно - технологические и управляющие системы, в т.ч. программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;

8) быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления [2].

Создание адаптивной инфраструктуры не только приводит к необходимости внедрения электротехнических компонентов, позволяющих изменять параметры сетей в зависимости от режимов энергопотребления, но и требует построения многоуровневой автоматизированной системы технологического управления, способной оперативно реагировать на такие изменения и управлять активными сетевыми элементами.

Переход к адаптивным технологиям связан с увеличением объема технологической информации, повышением точности и достоверности измерений, требует наличия средств оперативной обработки и хранения полученных данных. В настоящее время создаются первые крупные инфраструктурные компоненты, обеспечивающие внедрение адаптивных принципов управления магистральными сетями.

Таким образом, общим результатом развития ИЭС ААС является повышение надежности, качества и экономичности энергоснабжения потребителей путем модернизации электрических сетей ЕЭС России на базе инновационных технологий с превращением их в интеллектуальное (активно-адаптивное) ядро технологической инфраструктуры электроэнергетики, отвечающее задачам построения высокоэффективной экономики России.

Главный элемент

Кроме того, важнейшим элементом интеллектуальной сети является цифровая подстанция. Ее идея заключается в создании систем контроля, защиты и управления, собирающих и обрабатывающих весь объем информации о состоянии электрической сети, а также осуществляющих управление оборудованием в цифровом формате. Проект предусматривает разработку и внедрение на подстанциях оптических цифровых измерительных трансформаторов и комплексов цифровой аппаратуры нового поколения. Первый пусковой комплекс цифровой подстанции ФСК ЕЭС уже введен в строй в декабре 2010 года в Москве. Основное назначение экспериментальной цифровой подстанции - отработка различных инновационных технологий перед их внедрением на действующих энергообъектах ЕНЭС. Подстанция нового поколения обеспечивает высокую точность и единообразие всех измерений, а автоматизация позволяет снизить влияние человеческого фактора на работу сети, повысить ее надежность и снизить потери при транспортировке электроэнергии. Также снижается себестоимость энергии, сокращаются затраты на эксплуатацию.

Цифровые подстанции позволят внедрить новые типы оборудования: высоковольтные цифровые измерительные оптические трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные приборы измерений и учета, системы синхронизации, новые системы отображения информации и управления подстанцией [3].

Расчет и анализ потерь

Актуальной задачей, как для поставщиков электроэнергии, так и для потребителей является снижение уровня потерь.

Для расчета нагрузочных потерь электроэнергии на основе расчета потерь мощности в характерных режимах используют две характеристики графиков нагрузки:

1) число часов максимальных потерь, выражение для которого в относительных единицах имеет вид:

$$\tau = \sum_{i=1}^{T} P_i^2 / (P_m^2 T), \qquad (1)$$

2) коэффициент формы графика:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^{T} P_i^2 / (P_{cp}^2 T), \qquad (2)$$

где P_i - значения ординат графика; P_m - максимальная ордината; P_{cp} - среднее значение; T- число часов, за которые определяют характеристики τ и k_{ϕ}^2.

Эти характеристики связаны между собой соотношением

$$\tau = k_з^2 k_ф^2, \qquad (3)$$

Рассчитывать τ и$k_ф^2$ по формулам практически можно для графика потребителя, нагрузка которого ежечасно регистрируется на диспетчерском пункте. Для радиальных сетей 6-10 кВ, такие данные обычно отсутствуют, но наличие цифровых подстанций решит эту проблему.

На основании графиков нагрузки, полученных с цифровых подстанций, возможно произведение расчётов потерь мощности. На рисунке 1 изображён пример суточных графиков нагрузки НПЗ.

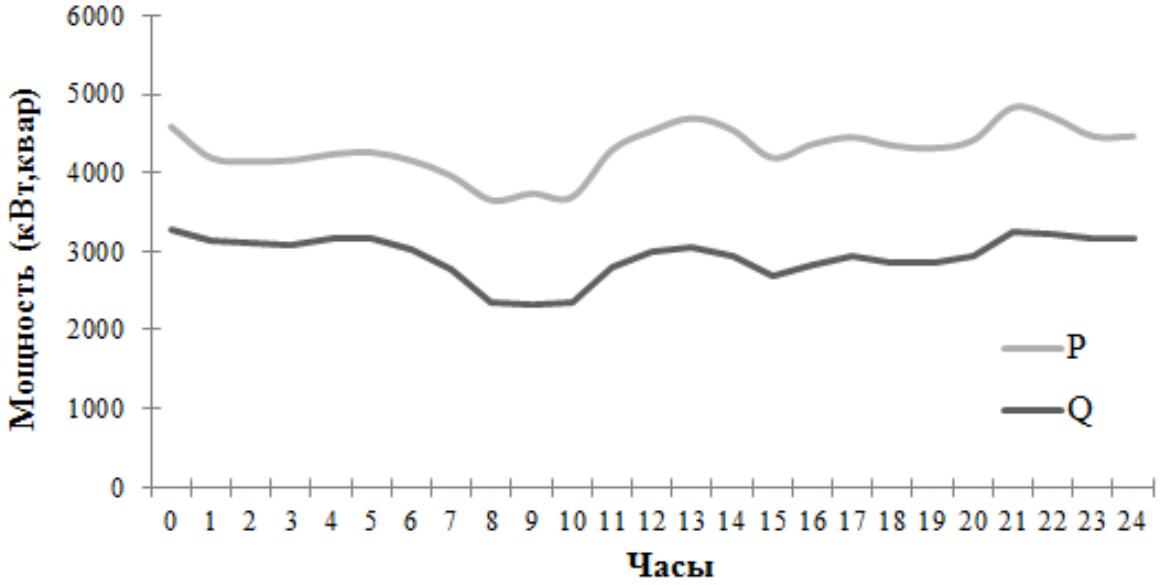


Рис. 1. Суточные графики нагрузки НПЗ

Для выявления причин нерационального расхода электроэнергии или выработки мероприятий по ее снижения целесообразно распределить потери относительно собственного потребления для каждой установки (Рис. 2).

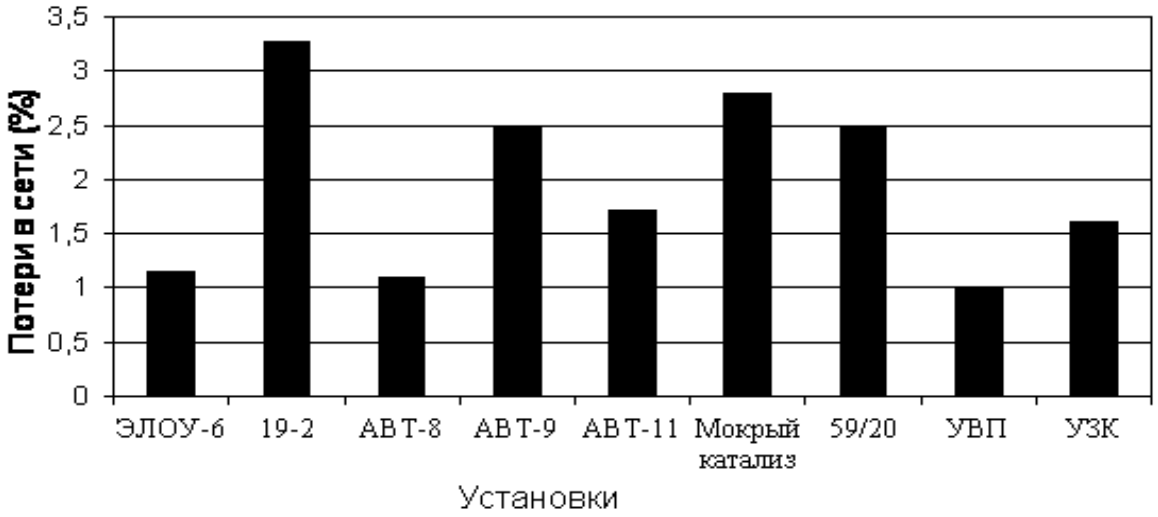


Рис. 2. Потери электроэнергии в сети установок топливного производства

Из анализа этих потерь для данного предприятия можно сделать следующие выводы:

1. Потери электроэнергии в системах электроснабжения установок и по цехам не превышают допустимый уровень (в среднем потери составляют от 1 до 3 %).

2. В установке ЭЛОУ-4 относительные потери составляют 13,5 %, что говорит о нерациональной загрузке элементов ее системы электроснабжения. Причем эти потери в основном являются потерями холостого хода в трансформаторах, что связано с крайне низкой загрузкой оборудования.

3. В установках 19/2, Мокрый катализ, 59/20 повышенное значение относительных потерь также связано в основном с увеличением потерь холостого хода в трансформаторах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из выше сказанного, можно сделать следующий вывод:

1. Внедрение ИЭС ААС, оснащенных современными системами автоматизации управления и оценки состояния режимов работы, позволит выявлять элементы сети с наибольшими уровнями потерь и оптимизировать их работу;
2. Позволит получить качественно новый уровень эффективности функционирования и развития энергосистемы;
3. Повысится уровень системной надежности и её пропускной способности, а также повысится качество электроснабжения потребителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы / Л.С. Беляев, А.В. Лагерев, В.В. Посекалин; Отв. ред.Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2004, 386 с.

2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике // Энергетическая политика, 2009, вып. 6, с. 54-56.

3. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009, № 4, с. 28-34.

Научный руководитель: Ю.П. Кубарьков, к.т.н., профессор кафедры «Электрические станции» СамГТУ.

РАССТАНОВКА PMU ДЛЯ УСКОРЕННЫХ РАСЧЕТОВ РЕЖИМА ЭЭС ПО КРИТЕРИЮ МИНИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ

П.И. Бартоломей, С.И. Семененко

Уральский Федеральный Университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, УралЭНИН, Кафедра АЭС

Введение

Существенного повышения уровня и качества информационного обеспечения задач управления режимами энергосистем можно добиться за счет использования новых возможностей современных распределённых информационно-измерительных систем на базе технологии векторных измерений параметров электрического режима, реализуемой посредством WideAreaMeasurementSystems (WAMS) [1], а также развивающиеся и использующие аналогичную технологию, системы управления и защиты (WACS, WAPS) и их комбинации. Однако в настоящее время на практике функциональные возможности WAMS пока недоиспользованы.

Рассматриваются новые возможности повышения качества управления установившимися режимами ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений параметров режима электрической системы при помощи PhasorMeasurementUnits (PMU).

Показывается, что PMU могут обеспечить не только наблюдаемость и снижение оценки состояния, но и ускоренные расчеты текущих режимов, что особенно важно и актуально для системы противоаварийной автоматики, работающей в режиме ДО. Существующая до сих пор проблема высокой стоимости PMU привела к необходимости решения задачи оптимальной расстановки этих устройств в ЭЭС. Ранее в литературе рассматривались различные алгоритмы поиска мест размещения средств PMU, например, [2],

предназначенные для решения проблемы по критерию минимального количества устройств, а, в общем случае – и затрат на их приобретение и установку.

Ниже рассматривается расстановка PMU на основе алгоритма, рассмотренного в [3-5], обеспечивающего не только наблюдаемость, но также и ускоренное решение уравнений узловых напряжений без эквивалентирования и сокращения размерности электрической сети за счет приведения большого блока матрицы проводимостей к треугольному виду. В этих системах за весьма короткое время цикла опроса источников телеметрии необходимо по текущим данным телеметрии определить дозировки управляющих воздействий, гарантирующих сохранение устойчивости ЭЭС в случае возникновения любой из множества запрограммированных аварийных ситуаций.

2. Способы решения нелинейной системы уравнений установившегося режима ЭЭС

Для алгоритма, представленного в [3-5], было показано, как преобразуется система уравнений в форме баланса токов. Продемонстрируем работу алгоритма на международной тестовой схеме, IEEERTS-96, содержащей 24 узла, изображенной на рисунке 1. На рисунке 2 показана результирующая диаграмма матрицы проводимостей после соответствующих перестановок строк и столбцов. Строка и столбец для базисного узла 1 исключены. Определено размещение 5 комплектов PMU.

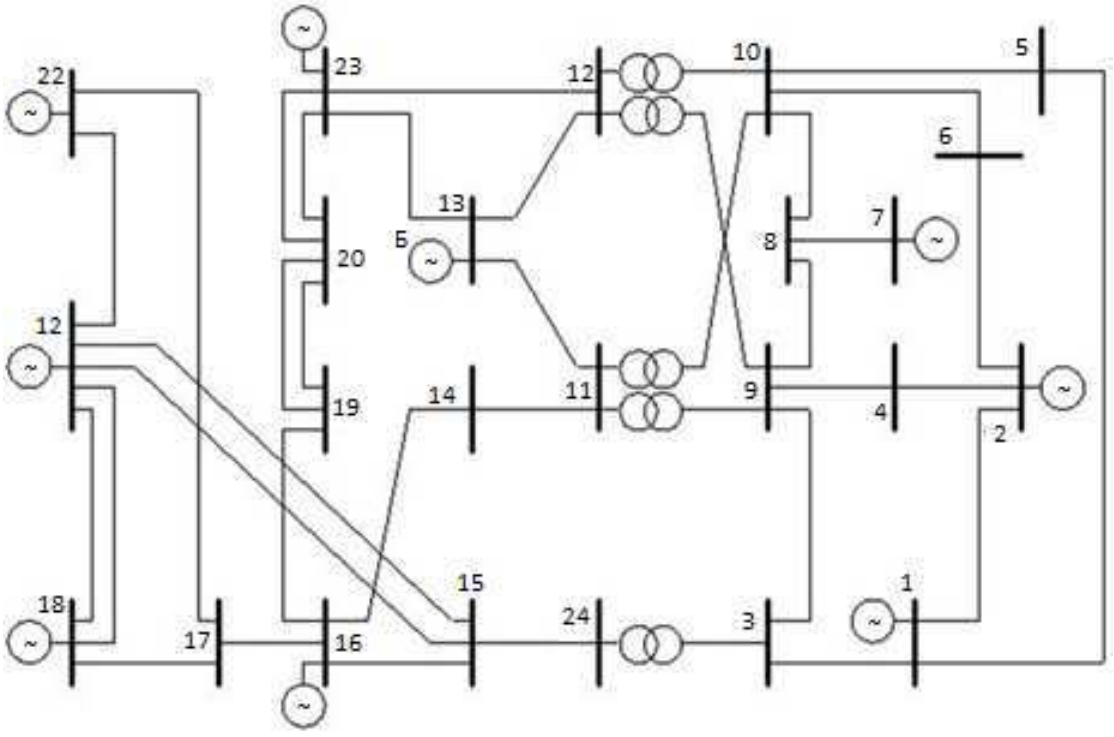


Рис.1. Электрическая сеть IEEERTS-96

Эффект ускорения достигается за счет трансформации системы линеаризованных уравнений установившегося режима ЭЭС следующим образом:

$$\{\boldsymbol{Y}\cdot\bar{U}=\bar{I}\}<=>\{(\boldsymbol{M}_1\cdot\boldsymbol{Y}\cdot\boldsymbol{M}_2)\cdot(\boldsymbol{M}_2^{-1}\cdot\bar{U})=(\boldsymbol{M}_1\cdot\bar{I})\}<=>$$
$$<=>\{(\boldsymbol{M}_1\cdot\boldsymbol{Y}\cdot\boldsymbol{M}_2)\cdot(\boldsymbol{M}_2^{-1}\cdot\bar{U})=(\boldsymbol{M}_1\cdot\bar{I})\}<=>\{\boldsymbol{Y}_{\boldsymbol{\Delta}}\cdot\bar{U}_{\Delta}=\bar{I}_{\Delta}\},\quad(1)$$

где $\boldsymbol{Y}$– матрица проводимостей ЭЭС, $\bar{U}$ – вектор напряжений узлов, $\boldsymbol{M}_1$ и $\boldsymbol{M}_2$ – матрицы перестановок строк ($\boldsymbol{M}_1$) и столбцов ($\boldsymbol{M}_2$) исходной матрицы $\boldsymbol{Y}$ и $\bar{I}$ – вектор токов инциденции узлов, $\boldsymbol{Y}_{\boldsymbol{\Delta}}$– новая матрица проводимостей, которая была получена после перестановок строк и столбцов, $\bar{U}_{\Delta}$ – новый вектор напряжений, получившийся после перестановок столбцов матрицы $\boldsymbol{Y}$, $\bar{I}_{\Delta}$ – новый вектор токов, полученный в результате перестановки строк матрицы $\boldsymbol{Y}$. Было показано, что

$$\{\boldsymbol{Y}_{\boldsymbol{\Delta}}\cdot\bar{U}_{\Delta}=\bar{I}_{\Delta}\}<=>\left\{\begin{bmatrix}\boldsymbol{Y_{pp}} & \boldsymbol{Y_{pq}}\\ \boldsymbol{Y_{qp}} & \boldsymbol{Y_{qq}}\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}\bar{U}_p\\ \bar{U}_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\bar{I}_p\\ \bar{I}_q\end{bmatrix}\right\},\quad(2)$$

при этом в результате действия алгоритма $\boldsymbol{Y_{qq}}$приобретает треугольный вид. Разбиение матрицы $\boldsymbol{Y_{\Delta}}$на блоки показано на рисунке 2**.** На этом рисунке можно заметить, что размерность результирующей матрицы $\boldsymbol{Y_{pp}}$сравнительно мала и, в данном случае, равна 5. Это свидетельствует о том, что согласно предложенному алгоритму требуется добавление только 5 измерительных комплексов в узлах 8,10,20,21,22для обеспечения ускоренного расчета режима и наблюдаемости энергосистемы IEEERTS-96.Вектор $\bar{U}_p$ в данном случае считается уже измеренным и решать предлагается систему

$$\boldsymbol{Y_{qq}} \cdot \bar{U}_q = \bar{I}_q. \qquad (3)$$

		9	2	1	8	11	4	6	10	5	3	24	15	7	12	14	23	16	21	20	19	17	18	22
		{1}	{2}	{3}	{4}	{5}	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18]
8		1			1				1					1										
10					1	1		1	1	1					1									
20																	1			1	1			
21													1						1				1	1
22																			1			1		1
4	[1]	1	1				1																	
2	[2]		1	1			1	1																
6	[3]		1					1	1															
5	[4]			1					1	1														
1	[5]		1	1						1	1													
3	[6]	1		1							1	1												
24	[7]										1	1	1											
7	[8]				1									1										
9	[9]	1			1	1	1				1				1									
11	[10]	1				1			1							1								
12	[11]	1							1						1		1							
14	[12]					1										1		1						
15	[13]											1	1					1	1					
23	[14]														1		1			1				
19	[15]																	1		1	1			
16	[16]												1			1		1			1	1		
18	[17]																		1			1	1	
17	[18]																	1				1	1	1

Рис.2. Выделение треугольной подматрицы матрицы $\boldsymbol{Y}$

Выделение в матрице $\boldsymbol{Y_{\Delta}}$ треугольной подматрицы $\boldsymbol{Y_{qq}}$ позволяет перейти к последовательному решению отдельных уравнений с одной неизвестной. Это справедливо, если кроме балансирующего узла известны (в нашем случае – измерены) величины, соответствующие напряжениям в узлах. Установка в указанных узлах, включая балансирующий, телеизмерительных комплексов PMU и использование дополнительно некоторых традиционных телеизмерений (ТИ) узловых мощностей обеспечивает это условие. В рассматриваемом примере первым решается уравнение 4, затем 2, 6 и т.д.

В предыдущих работах [3-5] рассматривались уравнения установившегося режима (УУР) в форме баланса токов. Однако, промышленные программы основаны на решении УУР в форме баланса мощностей, поэтому необходимо было перейти к анализу преобразования алгоритма применительно к такой системе УУР.

Учтем, что $\bar{S} = diag(\bar{U}) \cdot \bar{I}$, поэтому после преобразования получим $\bar{I} = diag\left(\bar{\bar{U}}\right)^{-1} \cdot \bar{\bar{S}}$. Символом (^) показано комплексное сопряжение. Тогда, используя свойство $diag(\bar{U}) = \left(diag(\bar{U})\right)^T$ матрицы $diag(\bar{U})$, исходную систему уравнений можно преобразовать следующим образом:

$$\left\{\boldsymbol{Y}\cdot\bar{U}=diag\left(\bar{\widehat{U}}\right)^{-1}\cdot\bar{\hat{S}}\right\}<=>$$
$$<=>\left\{(\boldsymbol{M}_1\cdot\boldsymbol{Y}\cdot\boldsymbol{M}_2)\cdot(\boldsymbol{M}_2^{-1}\cdot\bar{U})=\boldsymbol{M}_1\cdot\left(diag\left(\bar{\widehat{U}}\right)^{-1}\cdot\bar{\hat{S}}\right)\right\}<=>$$
$$<=>\left\{(\boldsymbol{M}_1\cdot\boldsymbol{Y}\cdot\boldsymbol{M}_2)\cdot(\boldsymbol{M}_2^{-1}\cdot\bar{U})=diag\left(\boldsymbol{M}_1\cdot\bar{\widehat{U}}\right)^{-1}\cdot\boldsymbol{M}_1\cdot\bar{\hat{S}}\right\}<=>$$
$$<=>\left\{diag\left(\boldsymbol{M}_1^{-1}\cdot\bar{\widehat{U}}\right)\cdot(\boldsymbol{M}_1\cdot\boldsymbol{Y}\cdot\boldsymbol{M}_2)\cdot(\boldsymbol{M}_2^{-1}\cdot\bar{U})=\boldsymbol{M}_1\cdot\bar{\hat{S}}\right\}<=> \quad (4)$$
$$<=>\left\{diag\left(\boldsymbol{M}_1^{-1}\cdot\bar{\widehat{U}}\right)\cdot(\boldsymbol{Y}_\Delta)\cdot(\boldsymbol{M}_2^{-1}\cdot\bar{U})=\boldsymbol{M}_1\cdot\bar{\hat{S}}\right\}<=>$$
$$<=>\left\{diag\left(\begin{bmatrix}\bar{U}_{pp}\\ \bar{U}_{qq}\end{bmatrix}\right)\cdot\begin{bmatrix}\boldsymbol{Y_{pp}} & \boldsymbol{Y_{pq}}\\ \boldsymbol{Y_{qp}} & \boldsymbol{Y_{qq}}\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}\bar{U}_p\\ \bar{U}_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\bar{\hat{S}}_p\\ \bar{\hat{S}}_q\end{bmatrix}\right\}.$$

В итоге преобразования получается комплексная система квадратичных уравнений с треугольным блоком. Далее предполагается решать комплексную треугольную систему

$$diag\left(\bar{\widehat{U}}_{qq}\right)\cdot\left(\boldsymbol{Y_{qq}}\right)\cdot\left(\bar{U}_q\right)=\bar{\hat{S}}_q-diag\left(\bar{\widehat{U}}_{qq}\right)\cdot\boldsymbol{Y_{qp}}\cdot\bar{U}_p. \qquad (5)$$

Подчеркнем, что эта система имеет треугольную матрицу $\boldsymbol{Y_{qq}}$.

Возникают альтернативы: решать систему нелинейных уравнений численно или аналитически.

Для численного решения возможны два подхода: (А1) фиксировать на итерационном шаге вектор $\bar{\widehat{U}}_{qq}$ и решать линеаризованную систему

$$\boldsymbol{Y_{qq}}\cdot\bar{U}_q=diag\left(\bar{\widehat{U}}_{qq}\right)^{-1}\cdot\bar{\hat{S}}_q, \qquad (6)$$

или (А2) решать систему (5) методом Ньютона. В обоих случаях на итерационном шаге решения получается система линейных уравнений с треугольной структурой, решение которой будет более быстрым, чем решение системы линейных уравнений для исходной нелинейной системы.

Рассмотрим возможность аналитического решения системы (5). Эта система может не решаться аналитически при условии, что матрицы перестановок $\boldsymbol{M}_1$ и $\boldsymbol{M}_2$ приведут к ситуации, когда при ходе сверху вниз системы одновременно будут неизвестными два напряжения. Это невозможно исходя из алгоритма размещения PMU. Наиболее неблагоприятная ситуация может возникнуть, когда последний элемент в строке, исключенный алгоритмом, стоял на главной диагонали. Для уравнения i это приводит к ситуации

$$\left\{\widehat{U}_i\cdot Y_{i,i}\cdot U_i+\widehat{U}_i\cdot\sum_{j\in N_i}\left(Y_{i,j}\cdot U_j\right)=S_i\right\}<=>\left\{\widehat{U}_i\cdot U_i+\widehat{U}_i\cdot A=B\right\}, \qquad (7)$$

где $A=\frac{\sum_j\left(Y_{i,j}\cdot U_j\right)}{Y_{i,i}}$ и $B=\frac{S_i}{Y_{i,i}}$.Как видим, сложности при решении этого уравнения не возникает. Также возможна менее неблагоприятная ситуация, когда последний исключенный элемент строки стоял не на главной диагонали. Пусть в уравнении i последней исключалась переменная k, тогда

$$\left\{\widehat{U}_i\cdot Y_{i,i}\cdot U_i+\widehat{U}_i\cdot\sum_{\substack{j\in N_i,\\ j\neq k}}\left(Y_{i,j}\cdot U_j\right)+\widehat{U}_i\cdot Y_{ik}\cdot U_k=S_i\right\}<=> \quad (8)$$
$$<=>\{A\cdot U_k=B\},$$

где $A=\widehat{U}_i\cdot Y_{ik}$ и $B=S_i-\widehat{U}_i\cdot Y_{i,i}\cdot U_i-\widehat{U}_i\cdot\sum_{\substack{j\in N_i,\\ j\neq k}}\left(Y_{i,j}\cdot U_j\right)$. Получившееся уравнение является линейным уравнением с одним неизвестным. Следовательно, также возможна еще одна альтернатива решения системы без использования численных методов решения систем нелинейных уравнений (А3).

В [3-5] были предложены два алгоритма расстановки PMU. В одном из них считается, что PMU не измеряет токи линий, инцидентных тому узлу, в котором стоит измерительный комплекс; второй же, напротив, использовал эти измерения. Стоит отметить, что

аналитический расчет в нелинейной постановке задачи решения УУР можно проводить как для результатов действия первого, так и для результатов действия второго алгоритма. Кроме того, количество PMU для ускоренного расчета оказывается близким к результату оптимальной по затратам расстановки PMU.

3. Заключение

Таким образом, можно заключить, что алгоритмы, предложенные в [3-5] успешно способны выполнить: минимизацию количество PMU и обеспечение наблюдаемости и ускоренного расчёта установившегося режима сети без решения какой-либо системы уравнений не только для моделей ЭЭС, заданных в форме систем линейных комплексных уравнений баланса токов, но и для моделей, заданных в форме систем нелинейных комплексных уравнений баланса мощностей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. A. G. Phadke. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview //Proc. 2002, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference. 2002. Vol. 1. Pp. 476-479.
2. A. G. Phadke, J. S. Thorp. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications //Power Electronics and Power Systems, 2008, Springer Science+Business Media, LLC. 2008. P. 245.
3. П. И. Бартоломей, Е. Н. Котова, Л. В. Плетнева, А. С. Ширяев. Ускоренные расчеты режимов электрической системы с использованием измерительных средств WAMS //Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной НТК: сборник статей в 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т.2, с. 24 – 28.
4. P. I. Bartolomey, S. A. Eroshenko, S. I. Semenenko & A. A. Suvorov. PMU-based Informational Support Of Power System Control Tasks// Energy Production and Management in the 21st Century: The Quest for Sustainable Energy (2 Volume Set). 2014. Vol. 1. Pp. 190-206.
5. П.И. Бартоломей, Л.В. Плетнёва. Оптимизация расстановки устройств PMU для ускоренных расчетов режимов ЭЭС //Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды IV международной НТК: сборник статей в 2 т. Новочеркасск, 2012. Т.2, с. 128 – 132.

Научный руководитель: П.И. Бартоломей, доктор технических наук, профессор, Уральский Федеральный Университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, УралЭНИН, Кафедра АЭС.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ, НАГРУЗОК И УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Р.А. Суханов, В.С Комаров, Р.Ш. Альжанов, А.Н. Малюков
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ

Контрольные измерения потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем, объединенных и единой энергосистем производятся 2 раза в год - в третью среду июня и декабря, в соответствии с Правилами технической эксплуатации станций и сетей Российский Федерации, утверждёнными приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229 [1].

При проведении контрольного замера оперативным персоналом на подстанции или электрической станции фиксируются мгновенные значения параметров электрических режимов, соответствующие началу каждого из часов суток контрольного замера.

Для каждой подстанции или электрической станции фиксируются и предоставляются субъектами электроэнергетики (сетевые, генерирующие компании, крупные потребители и

т.д.) в Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ следующие параметры:

– напряжения на шинах подстанции или электрической станции;

– перетоки активной и реактивной мощности в каждой линии, отходящей от шин подстанции или электрической станции;

– перетоки активной и реактивной мощности, всех (авто-) трансформаторов, включая трансформаторы собственных нужд;

– положения переключателей ответвлений устройств регулирования напряжения всех (авто-) трансформаторов;

– генерация активной и реактивной мощности для электрических станций.

Вышеуказанные параметры электрических режимов являются исходными данными для формирования расчётных моделей в ПК «RastrWin3».

Филиалы ОАО «СО ЕЭС» РДУ два раза в год формируют для своей операционной зоны (далее - ОЗ) в ПК «RastrWin3» расчётные модели за три характерных часа суток (в формате *.rg2 и *.grf):

– в объёме фрагмента электрической сети Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ, представленного в расчетной модели ОЭС Юга для синтеза единой расчетной модели ЕЭС (далее – Расчётная модель рынка ОЗ РДУ);

– в объеме расчётной схемы Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ, сформированные в соответствие с «Требованиями к созданию и актуализации расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ», утверждёнными директором по управлению режимами ЕЭС-главным диспетчером ОАО «СО ЕЭС» и введёнными в действие 12.07.2010 [2] (далее – Расчётная модель ОЗ РДУ).

Эти данные используются для расчетов электрических режимов, при долгосрочном и краткосрочном планировании, а также при составлении планов и балансов на перспективу, и к них предъявляются высокие требования.

На обработку результатов контрольных измерений параметров режима и формирование расчётных моделей в ПК «RastrWin3» затрачивается от одного до полутора месяца рабочего времени специалиста.

Для автоматизации процесса обработки результатов контрольных измерений параметров режима и формирования расчетных моделей в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ написаны простейшие макросы для ПК «RastrWin3» на языке программирования Visual Basic Script Edition (VBScript), использующие стандартные функции программного комплекса [3],[4].

При формировании расчётной модели ОЗ РДУ, предлагается процесс ввода исходных данных в ручную по каждому узлу, который занимает достаточно много времени (Расчётная модель ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ содержит 808 узлов и 946 ветвей), автоматизировать с помощью макроса для ПК «RastrWin3».

Процесс автоматизации заключается в том, что субъектам электроэнергетики ОЗ РДУ направлять для заполнения результатов контрольных измерений унифицированные таблицы в формате таблицы 1 и таблицы 2.

Таблица 1.Пример таблицы для направления сетевые организации

Номер узла	Наименование узла	Uном, кВ	Акт. Мощность нагрузки, МВт	Реакт. Мощность нагрузки, МВАр
41104	НЗБ_Iсш	110		
…	…	…	…	…

Таблица 2.Пример таблицы для направления в генерирующие компании

Тип узла	№	Наименование узла	Uн, кВ	Рнг, МВт (С/Н ЭС или потребители питающиеся от шин ЭС), МВт	Qнг, МВАр	Рг, МВт	Qг, МВт	Uг, кВ
Нагр	42103	НчГРЭС_2с_Iсш	220					
Нагр	42110	АТ3	35					
Ген	42111	Г1	20					

После получения результатов от субъектов электроэнергетики в виде таблицы 1 и таблицы 2 при помощи макроса «Формирование расчётной модели» для ПК «RastrWin3» в автоматическом режиме будет производиться ввод данных по каждому узлу.

Для удобства ввода данных в ПК «RastrWin3»:

– при запуске макроса «Формирование расчётной модели» всплывает окно с предложением выбрать исходный режимный файл в формате *rg2 «Загрузите исходный режимный фаил»;

– далее всплывают окна для загрузки полученных результатов от субъекта в отдельности «Загрузите данные филиала ОАО «МРСК Юга» - «Ростовэнерго» и т.д.

Для автоматизации процесса формирования расчётной модели рынка ОЗ РДУ из расчётной модели ОЗ РДУ в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ написан макрос «Создание рыночной схемы по результатам контрольных измерений параметров режима» содержащий нескольких функций реализованных в ПК «RastrWin3».

Расчётная модель рынка ОЗ РДУ применяется при краткосрочном и оперативном планирования режимов. Расчётная модель рынка ОЗ РДУ представляет собой эквивалент полной расчётной модели ОЗ РДУ и имеет другую нумерацию узлов. Расчётная модель рынка ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ содержит 277 узлов и 356 ветвей.

Макрос «Создание рыночной схемы по результатам контрольных измерений параметров режима» выполняет ряд повторяющихся операций, таких как восстановить, объединить и эквивалентировать отмеченные узлы, удалить отмеченных узлы с ветвями, перенумерация узлов по списку.

С помощью макроса «Создание рыночной схемы по результатам контрольных измерений параметров режима» работа по формированию расчётной модели рынка ОЗ РДУ сводиться к загрузке расчётной модели ОЗ РДУ и загрузке заранее созданных наборов отмеченных узлов, нумераций и наименований узлов в соответствии с рыночными и т.п в всплывающих окнах в ПК «RastrWin3».

Также имеется возможность в макросе «Создание рыночной схемы по результатам контрольных измерений параметров режима» реализовать загрузку заранее созданных наборов отмеченных узлов, нумераций и наименований узлов в автоматическом режиме.

ВЫВОДЫ

Применение макроса «Формирование расчётной модели»:

– упрощает процесс формирования расчётной модели ОЗ РДУ и освобождает специалиста от ввода данных по каждому узлу в ручную, что существенно сокращает время формирования расчётной модели.

– специалист получает дополнительное время для анализа схем потокораспределения и уровней напряжения в узлах электрической сети 110 кВ и выше.

– возможность применения данного макроса во всех Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ, т.к. формирование унифицированных таблиц производиться в ПК «RastrWin3» и не требует больших временных затрат.

– остается проблема оценки перетоков мощности по ВЛ и уровней напряжения в узлах нагрузки, которая на данный момент решается путем анализа схемы потокораспределения и уровней напряжения в узлах нагрузки специалистом.

Применение макроса «Создание рыночной схемы по результатам контрольных измерений параметров режима»:

– сокращает время формирования расчётной модели рынка ОЗ РДУ с 3-4 часов до 7-12 минут (переход от 808 узлов и 946 ветвей расчетной схемы к 277 узлам и 365 ветвям);

– не требуется выполнять большое количество однотипных операций и запоминание итераций;

– исключаются ошибки допускаемые специалистом;

– требуется актуализация и сопровождение наборов во время каждого контрольного замера;

– макрос не универсален, для каждой ОЗ РДУ необходимо создавать определённые наборы отмеченных узлов, наборы нумерации и наименования узлов в соответствии с рыночными и т.п.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М. : Издательство «Омега-Л», 2012. 256 с.

2. Требования к созданию и актуализации расчётных моделей для расчётов установившихся режимов и статической устойчивости в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ, утверждённые 12.07.2010 директором по управлению режимами ЕЭС - главным диспетчером ОАО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко.

3. Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров С.В., Багрянцев А.А. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя. 2012. 260 с.

4. Руководство разработчкика на Microsoft Windows Script Host 2.0" - СПб.: Питер, 2001.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕМАГНИТНЫХ БУРЬ НА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ИХ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Д.А. Кретов, Д.Л. Спиридонов
Тольяттинский государственный университет,
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

Аварийные ситуации в системах электроснабжения (СЭС) непредсказуемы и могут быть вызваны различными факторами. Среди них можно выделить отказ оборудования, неправильные и несогласованные действиям обслуживающего персонала, а также различные природные воздействия. К природным воздействиям можно отнести геомагнитные бури (ГМБ). Во время ГМБ вариации геомагнитного поля индуцируют на поверхности Земли медленно меняющееся электрическое поле. Горизонтальная компонента геоэлектрического поля характеризуется напряженностью 1 – 20 В/км и временем изменения от 10 с до 30 минут, вектор напряженности этого поля преимущественно ориентирован по меридиану. В связи с этим, во время ГМБ между заземленными нейтралями силовых трансформаторов (СТ) СЭС возникает ЭДС, как показано на рисунке 1. При этом на протяженных линиях электропередач (ЛЭП) ЭДС может достигать нескольких киловольт, и в линии появляется геиндуцированный ток (ГИТ). Частота ГИТ достаточно низкая, по сравнению с частотой переменного тока в линии, поэтому геоиндуцированный ток можно считать практически постоянным током.

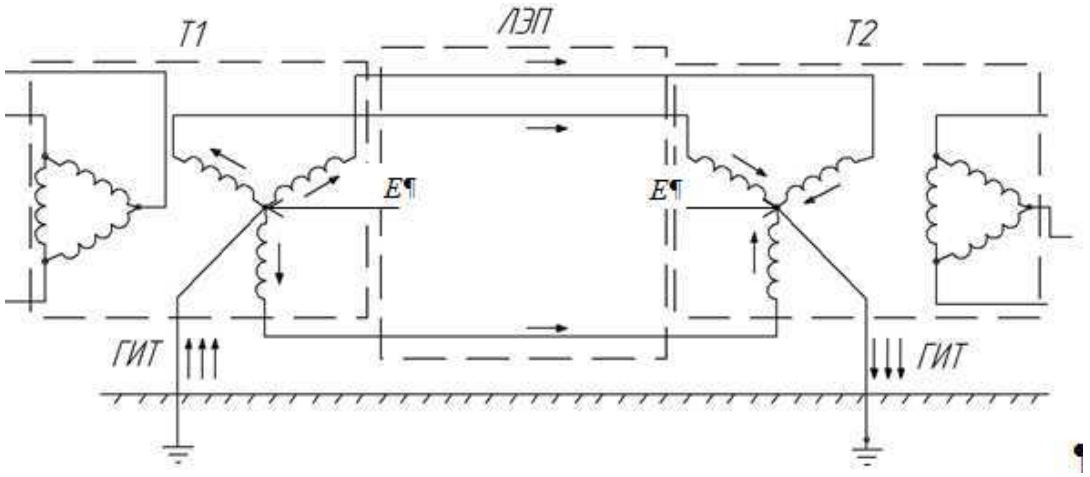


Рис. 1. Схема появления ГИТ

Для описания вариаций магнитного поля Земли, вызванных солнечной активностью, введены индексы геомагнитной активности. В настоящее время широкое распространение получили локальные индексы *K* и Q, а также планетарные индексы, определяемые по сети магнитных обсерваторий, – K_p, Dst и *AE*. Вариации магнитного поля, а также индексы Q, Dst и *AE* измеряются в нТл (гаммах). K_p, Dst и *AE* – индексы характеризуют амплитуду вариаций за часовые или минутные интервалы, Q – индекс – за 15-минутный интервал.

K – индекс – это квазилогарифмический индекс, вычисляемый по данным конкретной обсерватории за трехчасовой интервал времени. Введен Дж. Бартелем в 1938 г. и представляет собой значения от 0 до 9 для каждого трехчасового интервала (0-3, 3-6, 6-9 и т.д.) мирового времени. Каждому баллу в *K* – индексе соответствует определенный диапазон отклонений от кривой регулярного суточного хода магнитного поля в трехчасовом промежутке. K_p – индекс является планетарным и вычисляется Службой геомагнитных индексов МАГА как среднее значение К – индексов, определенных на 13 геомагнитных обсерваториях, расположенных между 44 и 60 градусами северной и южной геомагнитной широт. В последнее время вместо K_p – индекса часто употребляется A_p– индекс. A_p– индекс определяется в единицах магнитного поля (нТл) и представляет среднее значение вариации магнитного поля, соответствующее данному *K* или K_p – индексу. Соотношение *K* и A_p – индексов показано в таблице 1.

Таблица 1. Соотношение *K* и A_p – индексов

K	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A_p	0	3	7	15	27	48	80	140	240	>400

Возмущенность магнитного поля сильно меняется с широтой – ее максимум приходится на зону полярных сияний, поэтому шкала определения *K* – индекса имеет разную амплитуду. В таблице 2 приведены интенсивности геомагнитных бурь для обсерватории г. Москва, а также и их воздействия на СЭС [1].

Таблица 2. Интенсивность геомагнитных бурь для обсерватории г. Москва

Категория	A_p	*K*	Амплитуда вариаций магнитного поля, нТл	Воздействие на СЭС
Спокойная	0-7	0-2	0-20	-
Слабый шторм	30-48	5	70-120	Случайные отклонения физических величин от средних значений в СЭС
Шторм	50-140	6-7	120-330	Нагрев СТ, ложные срабатывания РЗА
Сильный шторм	240-400+	8-9	330-550+	Возможны повреждения СТ, ложные срабатывания РЗА, аварийный режим в СЭС

Основное воздействие ГИТ на СЭС заключается в насыщении магнитопроводов силовых трансформаторов, сдвигая рабочий линейный режим СТ в нелинейную часть кривой намагничивания. При этом часть магнитного потока вытесняется из магнитопровода, увеличивается поток рассеяния, что вызывает дополнительные потери и нагрев конструктивных элементов силовых трансформаторов. Длительный дополнительный нагрев твердой и жидкой изоляции СТ может вызвать повышенное газообразование, которое, во-первых, может привести к ложному срабатыванию газовой защиты и отключению СТ, а во-вторых может снизить электрическую прочность изоляции СТ и сократить срок его службы.

Возникающие полупериодные искажения приводят к появлению высших гармоник тока и напряжения [2, 3]. Увеличение тока намагничивания вызывает увеличение потребления реактивной мощности силовым трансформатором. Дефицит реактивной мощности приводит к снижению напряжения, уменьшению суммарной генерируемой в системе активной мощности и снижению запаса устойчивости и пропускной способности линий электропередачи. При этом изменение потокораспределения активной и реактивной мощности в СЭС может привести к возможному превышению допустимого потребления реактивной мощности генераторами [2, 4, 5].

Из-за проникновения высших гармоник в СЭС возможны нарушения работы систем релейной защиты и автоматики, телемеханики, устройств регулирования нагрузки, что может создавать аварийные ситуации и затруднять работу персонала во время ликвидации последствий геомагнитной бури [6, 7, 2]. В связи с этим защита СЭС и ее элементов от воздействия геомагнитных бурь является важной задачей.

Существуют различные способы защиты от геиндуцированного тока. К одним из основных можно отнести специальные устройства защиты от ГИТ, которые производятся производителями электроэнергетического оборудования. Примером может служить компания ABB, которая разработала и производит устройство SolidGround для обеспечения защиты оборудования СЭС от геомагнитной бури [8].

В СЭС для увеличения эффективности электропередачи возможна установка конденсаторных батарей, которые могу влиять на уровень ГИТ в системе электроснабжения. Однако, включение конденсаторных батарей только для того, чтобы уменьшить ГИТ, является очень дорогим мероприятием и может повлечь за собой дополнительные негативные последствия. Понижение чувствительности релейной защиты и применение фильтров для выделения только гармоник, не связанных с ГИТ, также уменьшает вероятность ложного срабатывания. Поэтому необходимой мерой по предупреждению нежелательных отключений из-за ГИТ является информированность персонала о возможных геомагнитных бурях и порядок действий в таких ситуациях [9, 10, 11]. В связи с этим, основным средством защиты СЭС от ГИТ является система мониторинга ГИТ, которая может своевременно и с достаточной степенью точности проинформировать персонал о приближении геомагнитной бури и о начале ее воздействия.

В США после геомагнитной бури, которая произошла в 1989 году и которая нанесла огромный ущерб системе электроснабжения восточной части североамериканского континента, координационным советом северо-восточной электроэнергетической системы США был выпущен документ С-15 [12]. Данный документ регламентирует действия персонала при начале геомагнитного воздействия и описывает взаимодействия отдельных служб и систем при получении сигнала о геомагнитной буре того или иного индекса. Классификация геомагнитных бурь в данном документе осуществляется с помощью Криндекса. В зависимости от значения индекса геомагнитной опасности выделены определенные значения ГИТ в СЭС и возможные последствия от воздействия. Таким образом в системе электроснабжения США присутствует необходимая компонента защиты от геомагнитного воздействия.

Рассматривая состояние данного вопроса в России, можно сказать, что в настоящий момент воздействия ГМБ на СЭС не учитывается. В настоящее время отсутствуют документированные процедуры, которые бы регламентировали действия оперативного

персонала при ГМБ. Так как влияние геомагнитных бурь на электроэнергетическую систему России изучено плохо, то взаимосвязь между возможными отключениями и аварийными ситуациями в СЭС с протекающими ГМБ не рассматривается, что является недостатком, а из-за отсутствия общей системы мониторинга ГИТ связанной с системой мониторинга солнечной активности, не возможно оценить и спрогнозировать степень влияния ГМБ на СЭС нашей страны.

В заключении можно сказать, что для качественной защиты системы электроснабжения от воздействия геомагнитной бури необходимо:

1. Создать общую систему мониторинга ГИТ и солнечной активности.
2. Разработать документы и инструкции информирующие оперативный персонал о возможности воздействия ГМБ на СЭС и о необходимых действиях при ее протекании.
3. Разработать методические указания для оперативного персонала позволяющие проводить оценку степени воздействия ГМБ на СЭС.
4. Рассмотреть возможность и целесообразность установку различных устройств в СЭС для обеспечения ее защиты от ГМБ.
5. Разработать общесистемные регламенты, позволяющие ограничивать загрузку силовых трансформаторов подверженных действию ГИТ.

Снижение загрузки СТ позволит избежать дополнительного нагрева и позволит сохранить его в работе [13], что в свою очередь позволит минимизировать и исключить возможность возникновения аварийного режима работы СЭС при ГМБ.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Barnes, P. R. Electric utility industry experience with geomagnetic disturbances/ P. R. Barnes, D. T. Rizy, B. W. McConnell. Oak Ridge National Laboratory. – Washington, 1991. – pp. – 73.
2. Гершгорн, А.И. Воздействия геомагнитных токов на электрооборудование энергосистем// Электрические станции. – 1993. - №6. – С.54-63.
3. Сивоконь В.П., Сероветников А.С., Писарев А.В. Высшие гармоники как индикатор геомагнитно-индуцированных токов // Электро. – 2011. - № 3. С.30-34.
4. Абдурахманов А.Я., Ишан-Ходжаев Р.С., Мухаметшина З.М. Влияние геомагнитных индуктированных токов на работу силовых и измерительных трансформаторов/ Вопросы регулирования напряжения в электропередачах сверхвысокого напряжения. – М., 1988. – С.63-70.
5. Бабаев Э.С., Кузнецов, В.Г. и др. Технологические, социально-экономические и экологические аспекты влияния космической погоды на нормальное функционирование систем нефти и газопроводов и на работу систем передачи электроэнергии в Азербайджане и Регионе Южного Энергетического Коридора// Евро-Азиатский журнал по развитию политики устойчивости энергетики. – 2008. – С. 55 – 67.
6. Кретов Д.А. Влияние устройств релейной защиты и автоматики при развитии аварийных ситуаций в системе электроснабжения / Вахнина В.В., Кретов Д.А. // Материалы V Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (КГЭУ 28-29 апреля). Казань: КГЭУ, 2010. – С.116-117.
7. Boteler D.H. Effect of geomagnetically induced current in B.C. Hydro 500 kV – Systems// IEEE Transactions and Power Delivery. – 1989. – Vol. 6. – № 1. – pp.818 – 823.
8. SolidGroundTM GIC grid stability system, ABB Inc. High Voltage Products [Электронныйресурс].- 2012 – Режим доступа: http://www.abb.us/highvoltage, свободный – Загл. С экрана.
9. Костенко М.В., Данилин А.Н., Трошичев О.А., Остафийчук Р.М. Электромагнитные бури – фактор риска для энергетических систем России // Сб. Научн. Докл. III междунар. Симп. По электромагнитной совместимости и электромагнитной экологии. СПб., 23-27 июня 1997.
10. Boteler, D.H. Geomagnetic hazards to conduction networks. Natural Hazards 28: 2003. – pp. 537 – 561.

11. Kappenman, J.G. Space weather and vulnerabitily of electric power grids. 5 W. First St., Suite 301, Duluth, Mn, USA. Effect of space weather on technology infrastructure. 2004. – pp. 257 – 286.

12. Document C-15. Procedures for Solar Magnetic Disturbance Which Affect Electric Power Systems: Approved by the Task Force on Coordination of Operation on April 10, 1989. 27 p.

13. Кретов Д.А. Определение допустимых уровней геоиндуцированных токов для обеспечения работоспособности силовых трансформаторов при геомагнитных бурях / Вахнина В.В., Кретов Д.А. //Интернет-журнал «Науковедение». 2012 №3 (12) [Электронный ресурс].-М. 2012–Режим доступа: http://naukovedenie.ru/sbornik12/12-93.pdf, свободный – Загл. С экрана.

Научный руководитель: В.В. Выхнина, д.т.н, профессор, заведующая кафедрой электроснабжение и электротехники ТГУ ИЭЭ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГНОЗА РЕЖИМНЫХ И СХЕМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ

В.С. Павлюков, С.В. Павлюков

Южно-Уральский государственный университет, Энергетический факультет, кафедра Электрические станции, сети и системы

Исследование моделей определения потерь мощности, энергии и их прогнозирования в условиях разнородности нагрузок узлов, повышающих качество функционирования питающих сетей, является перспективной задачей[1] и базой для решения других проблем управления электроэнергетическими объектами, обусловленных реформированием отрасли и ростом электрификации страны в настоящее время [2]. Эти факты служат для обращения отрасли к новым технологиям для обработки множества данных разнообразной физической природы, в том числе базирующихся на элементах искусственного интеллекта[3].

Достоверное определение интегральной характеристики–потерь электроэнергии– зависит от точности моделирования режимной узловой информации, объемы которой постоянно увеличиваются. В питающих или высоковольтных сетях режимная узловая информация характеризуется непрерывной и изменяющейся последовательностью значений активной $p_i(t)$ и реактивной $q_i(t)$ мощностей за некоторый промежуток времени Т. В рассматриваемом процессе нагрузки узлов $i\,(i=\overline{1,n},\ n-\text{число независимых узлов})$ предлагается моделировать в виде вектора-функции графиков полных мощностей

$$\mathbf{s(t)}=\left[\underline{s}_i(t)\right]=\left[\,p_i(t)+jq_i(t)\right]. \qquad (1)$$

Компоненты графиков узловых нагрузок рассматриваются в виде произведений

$$p_i(t)=p_i\,f_i^{\,p}(t)\ ,\quad q_i(t)=q_i\,f_i^{\,q}(t) \qquad (2)$$

средних значений активных p_i и реактивных q_i мощностей и соответствующих функций $f_i^{\,p}(t)$, $f_i^{\,q}(t)$, средние значения каждой из которых за период времени Т равны единице. Значения мощностей p_i могут извлекаться из баз данных оперативных информационных комплексов или определяться по потреблению электроэнергии в узлах сети. Функции $f_i^{\,p}(t)$

предлагается моделировать на основе типовых графиков нагрузки, периодических или сезонных замеров. Реактивные составляющие мощностей и функции $f_i^q(t)$ могут воспроизводиться с учетом изменения значений коэффициентов мощностей в узлах сети.

В отмеченной выше библиографии и других работах теория, связанная с определением потерь мощности, развивалась с использованием большей частью детерминированных режимных параметров[2], не обеспечивающих качество и надежность принимаемых решений при эксплуатации электрических сетей.

Предлагаемая модель определения потерь электроэнергии, основана на применении выражения связи функций узловых напряжений и мощностей питающей сети в виде[4]

$$\mathbf{U(t) = J^{-1}\overset{*}{s}(t)}, \qquad (3)$$

где $\mathbf{J}$ – матрица Якоби узловых уравнений.

Выражение (3) образовано посредством линеаризации системы нелинейных узловых уравнений в окрестности напряжений при средних значениях нагрузок в узлах схемы сети, как наиболее доступной и достоверной информации в питающих системах.

Потери электроэнергии за расчетный период времени T на фазу в сети с использованием связи (3) определяются выражением

$$\Delta Э = \mathrm{Re}\left[\frac{1}{T}\int_0^T \mathbf{U}^T(t)\mathbf{G}\overset{*}{\mathbf{U}}(t)dt\right] = \mathrm{Re}\left[\frac{1}{T}\int_0^T \left(\mathbf{J}^{-1}\right)^T \mathbf{s}^T(t)\mathbf{G}\mathbf{J}^{-1}\overset{*}{\mathbf{s}}(t)dt\right] =$$

$$= \sum_{i=1}^{n} p_i \sum_{j=1}^{n} p_j b_{ij} \xi_{ij}^p + \sum_{i=1}^{n} q_i \sum_{j=1}^{n} q_j b_{ij} \xi_{ij}^q, \qquad (4)$$

где $\mathbf{G}$ – матрица узловых активных проводимостей комплексной матрицы $\mathbf{Y}$; $\left[b_{ij}\right] = \mathbf{B} = (\mathbf{J}^{-1})^T \mathbf{G}\mathbf{J}^{-1}$ – матрица формулы потерь; T –признак операции транспонирования;

$$\xi_{ij}^p = \frac{1}{T}\int_0^T f_i^p(t)\, f_j^p(t)dt, \quad \xi_{ij}^q = \frac{1}{T}\int_0^T f_i^q(t)\, f_j^q(t)dt, \qquad (5)$$

множители, характеризующие степень связи между значениями нагрузок узлов и определяемые скалярными произведениями в пространстве относительных графиков соответственно активных и реактивных мощностей в узлах i и jэлектрической сети.

Исследования математической модели(4), с целью сокращения количества алгебраических операций и трудоемкости алгоритмизации в сравнении с интервальными расчетами потерь энергии по графикам нагрузок(пример будет приведен далее), позволили предложить решение задачи в пространстве ортогонального базиса для исходных режимных параметров. Исходный базис, представляемый линейно независимыми функциями $f_i^p(t)$, преобразуется в ортогональный, определяемый некоторым набором функций $h_i^p(t)$, найденных с применением алгоритма ортогонализации[5].

Выражение (4), базирующиеся на идеи ортогонализации, преобразуется к следующему виду:

$$\Delta Э = \mathrm{Re}\left[\frac{1}{T}\int_0^T \mathbf{U}^T(t)\mathbf{G}\overset{*}{\mathbf{U}}(t)dt\right] = \mathrm{Re}\left[\frac{1}{T}\int_0^T \mathbf{s}^T(t)\mathbf{B}\overset{*}{\mathbf{s}}(t)dt\right] =$$

$$= \sum_{i=1}^{n}\sum_{k=1}^{n} B_{ij}^{p}\frac{1}{T}\int_0^T v_i^p(t)v_k^p(t)dt + \sum_{i=1}^{n}\sum_{k=1}^{n} B_{ik}^{q}\frac{1}{T}\int_0^T v_i^q(t)v_k^q(t)dt =$$

$$= \sum_{i=1}^{n} B_{ii}^{p} + \sum_{i=1}^{n} B_{ii}^{q}, \qquad (6)$$

где $\left[B_{ii}^{p}\right] = \mathbf{B}^{p} = \mathbf{H}^{p}\left(\Lambda^{p}\right)^{T}\mathbf{p}\left(\mathbf{J}^{-1}\right)^{T}\mathbf{G}\mathbf{J}^{-1}\mathbf{p}\Lambda^{p}\mathbf{H}^{p}$, $\left[B_{ii}^{q}\right] = \mathbf{B}^{q} = \mathbf{H}^{q}\cdot\cdot\left(\Lambda^{q}\right)^{T}$ $\mathbf{q}\left(\mathbf{J}^{-1}\right)^{T}\mathbf{G}\mathbf{J}^{-1}\mathbf{q}\Lambda^{q}\mathbf{H}^{q}$ – квадратные матрицы коэффициентов B_{ii}^{p}, B_{ii}^{q} формулы потерь.

Если для расчетов режимов требуется использовать уравнения балансов узловых токов, то нагрузки предпочтительно моделировать графиками токов в узлах

$$\mathbf{j}(t) = \left[\underline{j}_i(t)\right] = \left[j_i'(t) + j\,j_i''(t)\right] \qquad (7)$$

при некоторых значениях напряжений, уточняемых в зависимости от условий задачи. Технология представления составляющих (7) аналогична модели (1).

Потери электроэнергии за интервал времени T кратко определяются выражением

$$\Delta Э = \mathrm{Re}\left[\frac{1}{T}\int_0^T \mathbf{j}^{T}(t)\mathbf{Z}\overset{*}{\mathbf{j}}(t)dt\right] = \sum_{i=1}^{n} B_{ii}^{j'} + \sum_{i=1}^{n} B_{ii}^{j''}, \qquad (8)$$

где $\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j\mathbf{X}$ – матрица узловых сопротивлений; $\left[B_{ii}^{j'}\right] = \mathbf{B}^{j'} =$

$= \mathbf{H}^{j'}\left(\Lambda^{j'}\right)^{T}\mathbf{j}'^{T}\mathbf{R}\,\mathbf{j}'\Lambda^{j'}\mathbf{H}^{j'}$, $\left[B_{ii}^{j''}\right] = \mathbf{B}^{j''} = \mathbf{H}^{j''}\cdot\left(\Lambda^{j''}\right)^{T}\cdot$ $\cdot\mathbf{j}''^{T}\mathbf{R}\,\mathbf{j}''\Lambda^{j''}\mathbf{H}^{j''}$ – квадратные матрицы формулы потерь.

Модели (6) и (8) можно использовать как для решения эксплуатационных, так и задач прогноза.

Для оценочных расчетов в сетях можно воспользоваться упрощенной формой представления вектора узловой нагрузки в виде

$$\mathbf{j}(t) = \left[\underline{j}_i(t)\right] = \left[j_i\, f_i^{\,j}(t)\right].$$

Значения j_i могут определяться по потреблению электроэнергии в узлах сети. Потери электроэнергии на временном интервале T моделируются следующим выражением

$$\Delta Э = \mathrm{Re}\left[\frac{1}{T}\int_0^T \mathbf{j}^{T}(t)\mathbf{Z}\,\mathbf{j}(t)dt\right] = \frac{1}{T}\int_0^T K^{j}(t)\mathbf{B}^{j}K^{j}(t)dt = \sum_{i=1}^{n} B_{ii}^{j}, \qquad (9)$$

где $\left[B_{ii}^{j}\right] = \mathbf{B}^{j} = \mathbf{H}^{j}\left(\Lambda^{j}\right)^{T}\left(\mathbf{j}^{j}\right)^{T}\mathbf{R}\mathbf{j}^{j}\Lambda^{j}\mathbf{H}^{j}$ – квадратная матрица формулы потерь.

На примере последней модели (9) приводятся результаты численного расчета потерь электроэнергии с ортогонализацией базиса для схемы электрической сети со следующими режимными и схемными исходными данными:

0 – балансирующий узел; расчетные режимные параметры (токовые нагрузки) имеют следующие характеристики (А):

первый узел– $j_1(t) = j_1 f_1^j(t) = 10 \cdot [0{,}5\ 1{,}0\ 0{,}5]^T$; второй узел– $j_2(t) = j_2 f_2^j(t) = 20 \cdot [0{,}3\ 0{,}8\ 0{,}5]^T$; третий узел – $j_3(t) = j_3 f_3^j(t) = 2 \cdot [0 \quad 0 \quad]^T$; схемные параметры (сопротивления ветвей (Ом) и их топологические связи): $R_{01} = 4,\ R_{12} = 2,\ R_{13} = 3.$

Не приводя промежуточных операций, получен результат

$$\Delta Э = \sum_{i=1}^{3} B_{ii}^j = (68046{,}9 + 1020{,}0 + 168{,}0) = 69{,}2\ кВт/ч,$$

который сводится к суммированию только диагональных элементов матрицы формулы потерь и подтвержден расчетом потерь электроэнергии, выполненный суммированием потерь мощности на интервалах часовых ступеней графиков токов ветвей «*в*» схемы электрической сети (*в*=1,…,3)

$$\Delta Э = \sum_{в} I_в^2(t) r_в = \sum_{в} r_в \sum_{t=1}^{24} I_в^2(t) =$$

$$= \left(4 \cdot \left(13^2 + 36^2 + 20^2\right) + 2 \cdot \left(6^2 + 16^2 + 10^2\right) + 3 \cdot \left(2^2 + 10^2 + 5^2\right)\right) \cdot$$

$$\cdot 8 \cdot 0{,}001 = 69{,}17\ кВт/час.$$

Из результатов расчета потерь $\Delta Ý$ методом с применением ортогонализации базиса и суммированием по ветвям потерь мощности с учетом графиков нагрузок за период Т следует, что значения $\Delta Ý$ практически совпадают. Приведенная задача решалась с учетом прогноза режимных и схемных параметров на сутки вперед с привлечением элементов искусственного интеллекта(ЭИИ)[6,7]. В качестве ЭИИ использовались многослойные искусственные нейронные сети(ИНС), которые обучались на базе процедуры Backpropagationalgorithm[6].

Сеть состояла из входных элементов, скрытого слоя нейронов, связанных с входом и выходом синаптическими связями и выхода. Для каждой ступени графика примера была разработана ИНС. На элементы входов подавались следующие сигналы: за 30 мин. до прогнозируемых суток, за сутки до прогнозируемых, за сутки неделю назад, за сутки месяц назад, за сутки три месяца назад, за сутки полугодие назад, за сутки год назад. Входные данные предварительно препроцессировались с учетом пределов существования функции активации. Суммарный взвешенный сигнал нейрона обрабатывался сигмоидной функцией активации[6]. Дополнительный входной элемент учитывал метеофактор, улучшающий выходные данные ИНС. Погрешность прогнозирования графиков нагрузок с использованием результатов работы сети не превышала 2% по сравнению с фактическими. Уточнение схемных параметров уменьшало погрешность расчетов потерь, в данном случае, на 0,2%.

ВЫВОДЫ: При значимых нагрузках узлов сетей, учитывая специфику разработанных моделей определения потерь электроэнергии, решение поставленной задачи с ортогонализацией базиса является точным и не имеет методической погрешности, что подтверждается выше приведенным примером. В процессе прогноза и определения потерь $\Delta Э$ учитываются графики нагрузок узлов сети посредством скалярных множителей (5) за период времени Т.

Использование ЭИИ при решении задачи с учетом прогноза не потребовало строгого математического описания анализируемых процессов, что будет особенно важно при исследовании плохо формализуемых процессов.

Применение описанного подхода направлено на совершенствование моделей анализа режимов электрических систем в современных условиях развития электроэнергетики, что позволит прогнозировать и выявлять очаги существенных потерь электроэнергии, планировать организационные и технические мероприятия по снижению их, повысить качество управления электротехническими системами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Большов Л.А., Каневский М.Ф., Савельева Е.А., Тимонин В.А., Чернов С.Ю. Прогнозирование электропотребления: современные подходы и пример исследования // Известия Академии наук. Энергетика. 2004. №6. С.74-93.

2. Бондаренко А.М., Комаров А.Н. Регулирование режимов работы энергетического объединения по перетокам мощности и поддержания нормального уровня частоты // Электричество. 1994. № 5. С.24-29.

3. Kermanshahi B., Iwaminya H. Up to year 2020 load forecasting using neural nets // Electrical Power and Energy Systems. 2002. №24. P.789-797.

4. Фомин Н.И., Павлюков В.С. Математические модели для расчета потерь и относительных приростов потерь электроэнергии в питающих сетях(статья) // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». Вып. 2 . №7(16). 2002. С.12–13.

5. Стренг Г. Линейная алгебра и ее применения. М.: Мир, 1980. 454 с.

6. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, М.:ИД Вильямс, 2006. 1104 с.

7. Topalli A.K., Erkmen I. A hybrid learning for neural networks applied to short-term load forecasting // Neurocomputing. 2003. №51. P.495-500.

Научный руководитель: В.С. Павлюков, к.т.н., доцент, Южно-Уральский государственный университет, Энергетический факультет, кафедра Электрические станции, сети и систем

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА 496 МВА С СИСТЕМОЙ САМОВОЗБУЖДЕНИЯ ЮЖНОУРАЛЬСКОЙ ГРЭС-2 ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

К.В. Корбукова, К.Е. Горшков
Южно-Уральский Государственный Университет

Сегодня в нашей стране систематически вводятся новые генерирующие мощности. В Уральском регионе ввод новых мощностей в 2014 г. включал в себя пуск парогазового блока на Южноуральской ГРЭС-2 мощностью 496 МВА. Этот проект отличается рядом нетиповых решений в конструкции энергоблока, что приводит к различным особенностям его эксплуатации, и делает исследование этих особенностей актуальным и необходимым.

Данная парогазовая установка оснащена синхронным генератором производства фирмы «Siemens» – SGen5-2000H и имеет установленную мощность 496–505 МВА (далее 496 МВА). Система возбуждения генератора SGEN5-2000H выполнена по принципу самовозбуждения (ССВ). Ее питание осуществляется через трансформатор, подключенный к шинам 6,3 кВ собственных нужд генератора. Схема подключения показана на рисунке 1.

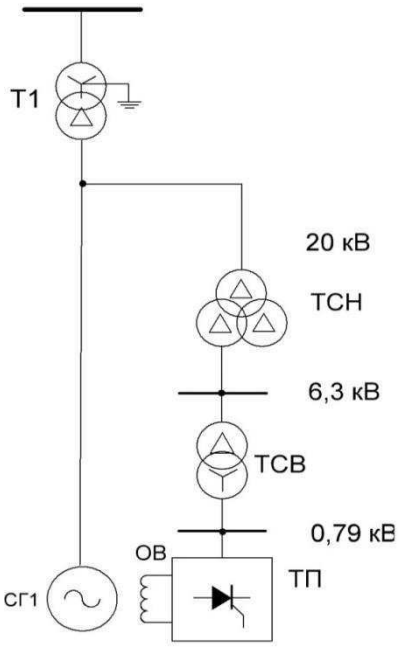


Рис. 1. Схема питания системы самовозбуждения синхронного генератора 496 МВА

На схеме во всех режимах работы генератора система самовозбуждения получает питание через два последовательных трансформатора – трансформатор собственных нужд (ТСН) и трансформатор системы самовозбуждения (ТСВ). В связи с таким подключением системы самовозбуждения представляют интерес следующие вопросы:

- как повлияет подключение ТСВ через ТСН на работу синхронного генератора при внешних коротких замыканиях в энергосистеме;
- какова эффективность системы самовозбуждения при питании через два трансформатора в сравнении с «классической» схемой подключения ТСВ к выводам генератора;
- различия в работе системы самовозбуждения при питании секции шин 6,3 кВ собственных нужд генератора от ТСН, от резервного ТСН и в случае их параллельной работы;
- каково влияние способа подключения системы самовозбуждения на безотказную работу синхронного генератора.

Для ответа на эти вопросы необходимы исследования режимов работы синхронного генератора при внешних коротких замыканиях в энергосистеме.

С этой целью первоначально были выполнены расчеты начальных значений токов КЗ и остаточных напряжений в сети 220 кВ, питаемой Южноуральской ГРЭС-2, при разных способах подключения и разных способах питания ТСВ – с выводов СГ или с шин секции 6,3 кВ собственных нужд. Расчеты проводились в программном комплексе «ТОКО» [1, 2]. Схема сети включала в себя сеть 220 кВ, синхронный генератор 496 МВА, повышающий трансформатор, ТСН и ТСВ. Связь элементов схемы через сети других классов напряжения моделировалась через эквивалентные системные связи Расчет проводился для трехфазных и двухфазных коротких замыканий. Результаты расчетов показали, что остаточные напряжения, получаемые на выводах генератора и за трансформатором собственных нужд в первые моменты КЗ, в процентном отношении различаются несущественно.

Следующим этапом в процессе исследования стал анализ переходных процессов в цепи синхронного генератора 496 МВА с учетом длительности КЗ в системе. Анализ проводился на математической модели «SG-SES-HCTR: Синхронный генератор с системой самовозбуждения», разработанной и реализованной в среде LabView на кафедре «Электрические станции, сети и системы» ЮУрГУ [3]. Особенностью модели является учет влияния снижения напряжения на выводах генератора при КЗ на работу преобразователя ССВ и синхронного генератора в целом. Модель основана на приближенном совместном

решении системы уравнений Парка-Горева с уравнением внешней характеристики тиристорного преобразователя ССВ в аналитической форме и включает в себя синхронный генератор, повышающий трансформатор, ТСВ, преобразователь системы самовозбуждения, автоматический регулятор возбуждения и систему управления тиристорами. Логическая структура математической модели приведена на рисунке 2.

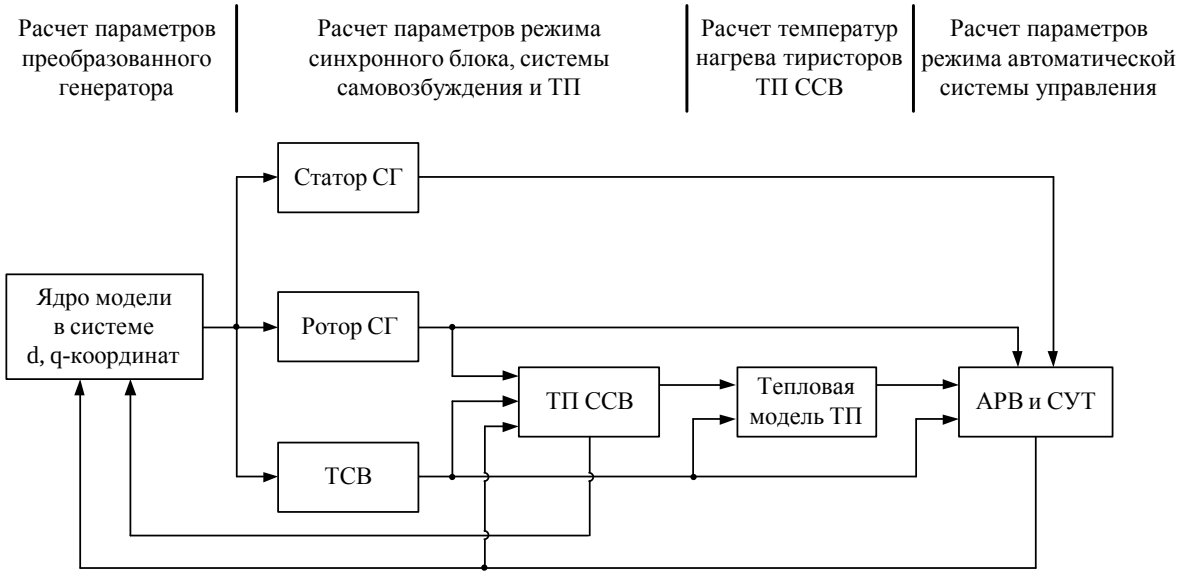


Рис. 2. Логическая структура математической модели «Синхронный генератор с системой самовозбуждения»

Подробное описание модели приведено в работе [3]. Там же отмечено, что наименьшая погрешность в модели наблюдается при расчете токов КЗ в первый момент времени и не превышает 5%. С увеличением длительности КЗ погрешность возрастает и для токов в цепи статора и ротора генератора при трехфазном КЗ за повышающим трансформаторов составляет 5% при 0,1 с и 10% при 0,5 с.

Для синхронного генератора SGEN5-2000H в структурную схему модели были внесены изменения, учитывающие возможность питания преобразователя системы самовозбуждения через два понижающих трансформатора. После чего были получены графики кривых мгновенного значения тока в обмотке возбуждения генератора и его постоянной составляющей, а также кривые изменения действующего значения остаточного напряжения на выводах генератора для разных способов питания ССВ. На рисунке 3 показан пример кривых тока возбуждения и напряжения на выводах СГ на входе АРВ при трехфазном КЗ на шинах 220 кВ ЮГРЭС-2.

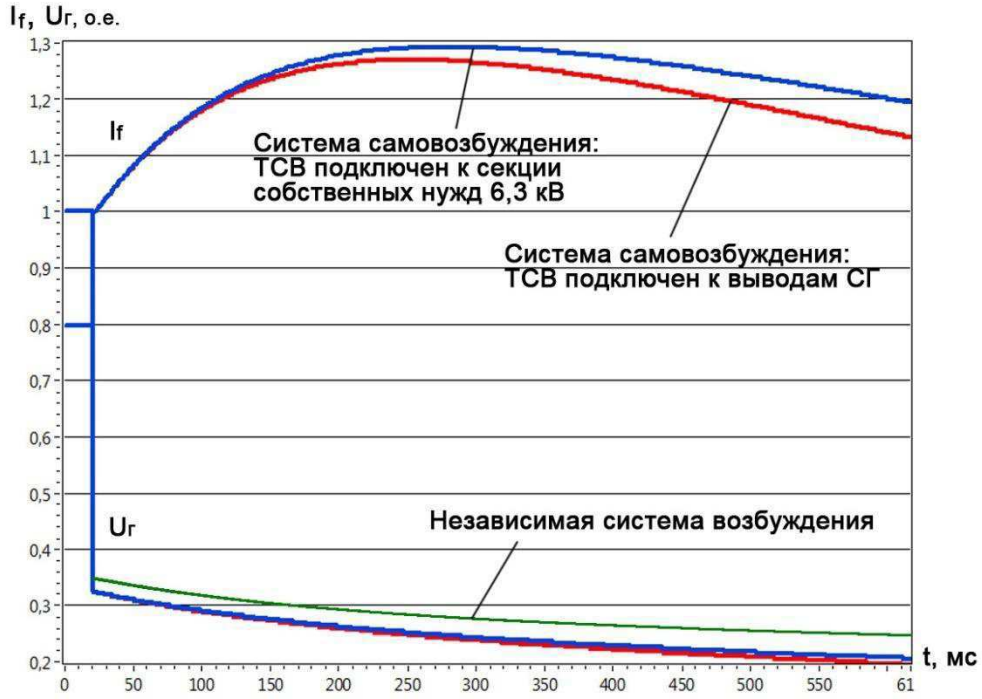


Рис. 3. Кривые тока возбуждения I_f и напряжения статора $U_г$ генератора на входе АРВ

Анализ графиков, полученных при трехфазных КЗ в различных точках сети 220 кВ, показал что:

- при близких коротких замыканиях, напряжение на выводах генератора может снижаться до 35%, при этом самовозбуждение синхронного генератора в установившемся режиме не обеспечивается;
- при независимом питании обмотки возбуждения генератора кривая напряжения статора при наиболее тяжелом КЗ отличается от кривых, полученных для ССВ, всего на 3–5% при длительностях КЗ до 0,6 с.
- питание трансформатора ТСВ от шин 6,3 кВ собственных нужд генератора обеспечивает несколько большую эффективность работы системы самовозбуждения в режиме форсировки, в сравнении со схемой питания непосредственно с выводов СГ – различие между кривыми напряжения составило 2-3% при длительностях КЗ до 0,6 с.

Полученное в последнем пункте различие объясняется через соотношение суммарных сопротивлений в цепях статора и ротора генератора [4]. В «классической» системе самовозбуждения, получающей питание непосредственно с выводов генератора, суммарное сопротивление в цепи ротора определяется сопротивлениями обмотки возбуждения и питающего трансформатора при условии, что тиристорный преобразователь работает в режиме предельной форсировки. В случае подключения ТСВ к шинам 6,3 кВ появляется дополнительное сопротивление, равное сумме сопротивлений обмоток ВН и НН трансформатора собственных нужд. Последнее и обеспечивает наблюдаемую разницу.

Таким образом, понижение ступени напряжения питания системы самовозбуждения синхронного генератора положительно сказывается на его работе при внешних коротких замыканиях в сети, при этом подключение к цепи 6,3 кВ вместо 20 кВ удешевляет стоимость трансформатора и системы самовозбуждения в целом. Однако, такое подключение спорно с точки зрения надежности. Так, при коммутациях в цепях 6,3 кВ переходный процесс будет затрагивать и преобразователь системы возбуждения, оказывая влияние на его работу и работу системы управления тиристорами. А в случае отказа какого-либо выключателя присоединения секции шин 6,3 кВ, где подключен ТСВ, отключение этих шин будет приводить к отключению системы возбуждения, а затем и к останову блока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. ToKo: Расчет токов короткого замыкания в электроэнергетических системах:

свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009611523 / К.Е. Горшков, Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов. заявл. 22.01.2009; зарег. 18.03.2009; опубл. 20.06.2009; Бюл. Роспатента RU ОБПБТ № 2(67). С. 359.

2. Виртуальная модель синхронного генератора с тиристорной системой самовозбуждения «SG-SES-HCTR»: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012617385 / К.Е. Горшков, М.Е. Гольдштейн. заявл. 22.06.2012; зарег. 16.08.2012; опуб. 20.12.2012; Бюл. Роспатента RU ОБПБТ № 4(81). С. 333.

3. Горшков, К.Е. Моделирование переходных процессов в синхронном генераторе с системой самовозбуждения при внешних несимметричных коротких замыканиях // Наука ЮУрГУ: материалы 62-й научной конференции. Секции технических наук. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. Т.3. С.71-74.

4. Глебов, И.А. Электромагнитные процессы систем возбуждения синхронных машин. Л.: Наука, 1987. 344 с.

Научный руководитель: К.Е. Горшков, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой электрических станций, сетей и систем ЮУрГУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОЛУОСТРОВА КРЫМ

А.А. Куликов, С.А. Шевчук, О.М. Котов
Уральский Федеральный Университет
имени первого Президента России Б.Н.Ельцина

Актуальность методологических, методических и расчетных проблем надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) определяется, прежде всего, постоянным развитием ЭЭС и изменением условий их функционирования. Теория надежности электроэнергетических систем активно развивается с середины XX века, но расчеты в этой области еще не находят должного применения в проектной и эксплуатационной практике. Объяснить это можно многогранностью и многофакторностью понятия надежности, сложностью используемого математического аппарата, отсутствием соответствующего запросам практики программного обеспечения и общепризнанных методик расчётов [1, 2].

В настоящем докладе представлены предварительные результаты анализа структурной надежности энергосистемы полуострова Крым, полученные с использованием программного комплекса “Струна” и методики, разработанной на кафедре Автоматизированных электрических систем [3].

Расчётная модель

Основой для расчётной модели служит схема сети, полученная из открытых источников (рисунок 1). При отсутствии точных данных по энергосистеме полуострова схемы распределительных устройств (РУ) подстанций приняты типовыми для соответствующего класса напряжения и количества присоединений [4]. В качестве местной генерации учитываются все действующие ТЭЦ (Симферопольская, Камышбурунская), а также крупнейшие ветряные (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции: Донузлавская ВЭС, Тарханкутская ВЭС, Судакская ВЭС, СЭС «Охотниково», СЭС «Перово», СЭС «Николаевка».

Используемые для расчетов показатели отказов силовых выключателей [5] приведены в таблице 1. Показатели аварийности остальных элементов ЭЭС, таких, как разъединители,

воздушные линии, системы и секции шин, трансформаторы и автотрансформаторы, определены по справочным данным [5, 6].

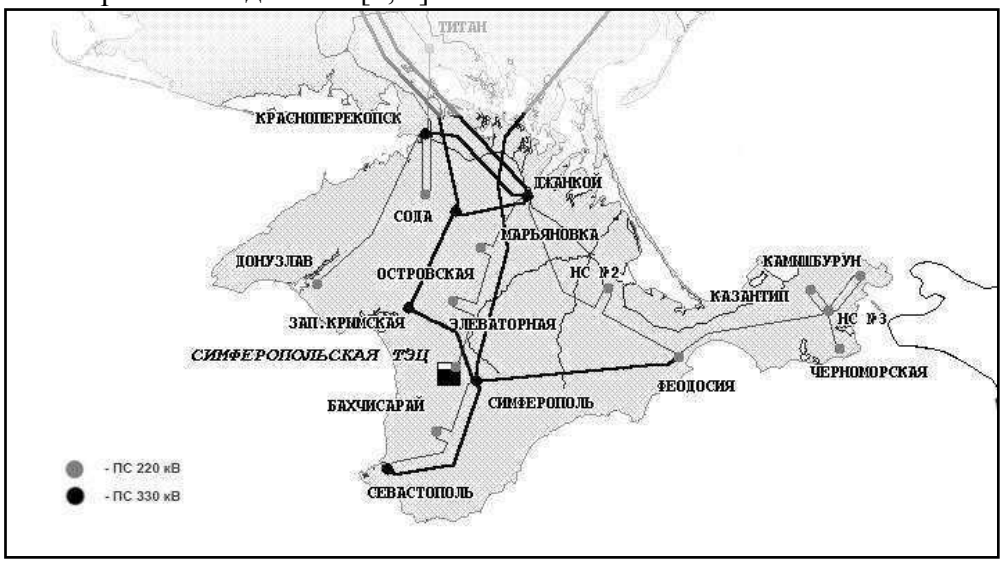


Рис. 1. Энергосистема полуострова Крым

В качестве расчётного показателя выбрана итоговая вероятность отказов нагрузочных узлов. Сопоставительный анализ выполнялся для следующих вариантов расчётной схемы:

- базовый вариант: энергосистема полуострова Крым присоединена к энергосистеме Украины, РУ 220 кВ считаются укомплектованными баковыми масляными, РУ 330 кВ - воздушными выключателями;
- вариант 1: базовый вариант с заменой выключателей РУ 220 и 330 кВ на элегазовые;
- вариант 2: базовый вариант с присоединением энергосистемы полуострова Крым к энергосистеме России со стороны подстанции Камышбурун и усилением воздушной линии «НС №3 - Феодосия»;
- вариант 3: вариант 2 с заменой выключателей РУ 220 и 330 кВ на элегазовые.

Дополнительно для перечисленных вариантов проведены расчёты итоговой вероятности полного отказа каждой из подстанций энергосистемы.

Таблица 1. Показатели отказов силовых выключателей

Uном	Частота отказов типа "кз в обе стороны", 1/год					
	Для выключателей в цепях воздушных линий			Для выключателей в других цепях		
	Элегазовый выключатель	Воздушный выключатель	Масляный выключатель	Элегазовый выключатель	Воздушный выключатель	Масляный выключатель
220 кВ	0,00144	0,036	0,060	0,00072	0,018	0,030
330 кВ	0,00144	0,048		0,00072	0,024	
220 кВ	0,006	0,030	0,010	0,0016	0,0050	0,0050
330 кВ	0,006	0,060		0,0016	0,0040	

Результаты анализа

Оценка текущего состояния энергосистемы полуострова Крым выполнена по базовому варианту расчётной схемы. Затемнёнными участками на рисунке 2 выделены районы с повышенной вероятностью отказа. При этом практически вся прибрежная зона попала в область с более высокой надежностью электроснабжения. Прежде всего, это

обусловлено наличием генерации солнечных и ветряных электростанций, достаточно равномерно распределенных по этим районам полуострова.

Результаты расчётов надежности базового варианта используются также для сопоставления с результатами по остальным вариантам расчётной схемы. Процентное уменьшение итоговой вероятности отказов приведено в таблице 2.

Замена выключателей РУ 220 и 330 кВ на элегазовые уменьшает как вероятности отказов узлов нагрузки, так и вероятности полных отказов подстанций. Это происходит за счет более высокой надежности данного типа выключателей (Таблица 1).

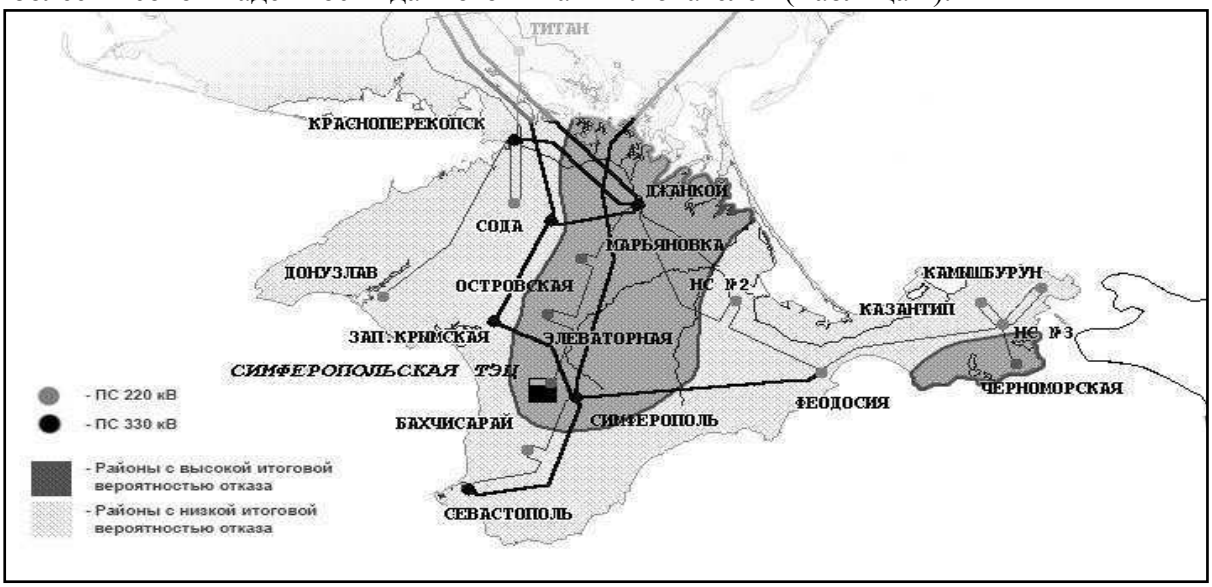


Рис. 2. Распределение вероятностей отказов

Таблица 2. Уменьшение итоговой вероятности отказа

Тип отказов	Вариант 1: замена выключателей РУ 220 и 330 кВ на элегазовые	Вариант 2: присоединение к энергосистеме России	Вариант 3: присоединение к ЕЭС России и замена выкл. РУ 220 и 330 кВ на элегазовые
Одиночный отказ узла нагрузки	11,66%	-1,45%	10,68%
Полный отказ подстанции	37,17%	20,40%	41,16%

Вариант развития энергосистемы полуострова Крым путем присоединения к энергосистеме России несколько снижает надежность узлов нагрузки, в первую очередь, по причине того, что количество питающих полуостров межсистемных линий снижается с трёх до двух.

При этом вариант 3 позволяет повысить надежность одиночных отказов узлов нагрузки, а также снизить вероятность полного отключения подстанций. Распределение итоговой вероятности отказов нагрузочных узлов для варианта 3 расчётной схемы проиллюстрировано на рисунке 3. Несложно заметить, что площадь районов с повышенной вероятностью отказов существенно уменьшилась.

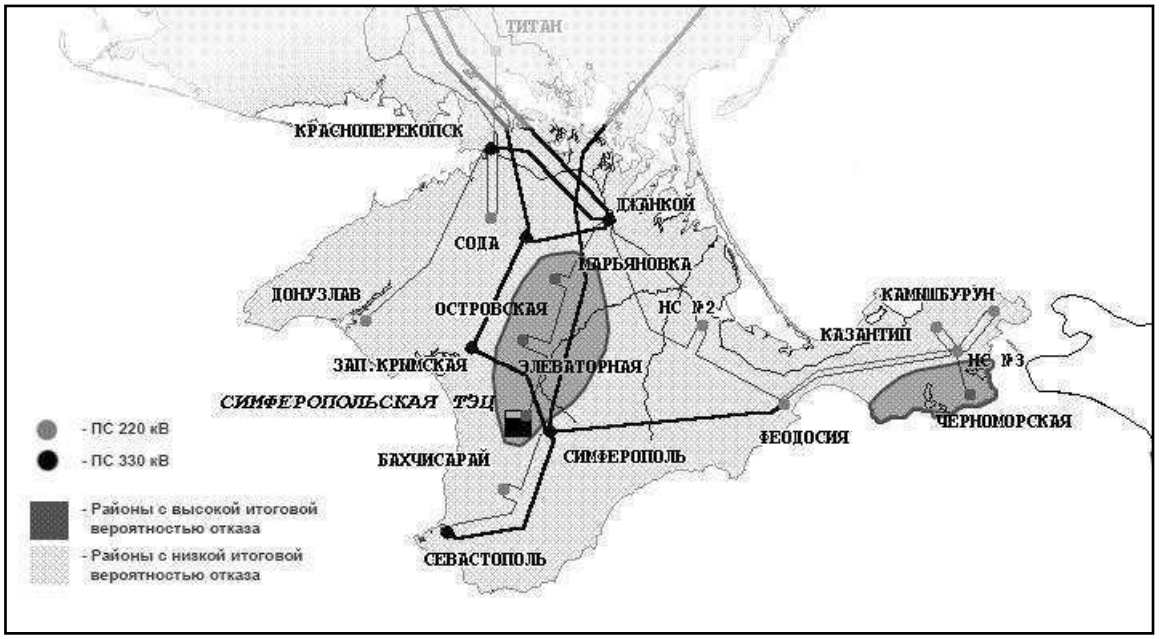


Рис. 3. Распределение вероятностей отказов

ВЫВОДЫ

Наибольший положительный эффект от замены всех выключателей 220 и 330 кВ на элегазовые проявляется на подстанциях 330 кВ. Это может послужить основанием первоочередности реконструкции именно этих подстанций.

В качестве мер, улучшающих надёжность электроснабжения центральных областей полуострова, необходимо рассмотреть возможность ввода местных генерирующих мощностей, в том числе, с использованием возобновляемых источников энергии.

Анализ структурной надежности энергосистемы Крыма, выполненный после уточнения исходных данных, может послужить дополнительным фактором при принятии инженерных решений по модернизации энергосистемы полуострова.

В качестве следующего этапа исследования целесообразно выполнить анализ режимной надежности энергосистемы полуострова Крым.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Обоскалов В.П. Структурная надёжность электроэнергетических систем: учебное пособие. - Екатеринбург, УрФУ, 2012. - 196 с.
2. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. - Москва Энергоатомиздат, 1984. - 200 с.
3. Котов О.М., Обоскалов В.П. Анализ схемной надежности электрических систем: методические указания - Екатеринбург УГТУ-УПИ, 2008. - 50 с.
4. Кокин С.Е., Холян А.М. Электрические станции и подстанции: учебное пособие. - Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1999. - 69 с.
5. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник: в 4-х т. Под общ. ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность электроэнергетических систем. Справочник. Под ред. М.Н. Розанова.- Энергоатомиздат, 2000. - 568 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. - Москва, ЭНАС, 2009, 392 с.

Научный руководитель: О.М. Котов, кандидат технических наук, доцент, заместитель директора Уральского энергетического института УрФУ.

СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННОЙ СРЕДЫ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СХЕМ И ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНОВ

Р.П. Беков
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

В соответствии с [1] схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации разрабатываются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при участии системного оператора и сетевых организаций на 5-летний период с учетом схемы и программы развития Единой энергетической системы России [2].В качестве исходной информации для разработки схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (далее – СиПР) используются сведения представляемые субъектами электроэнергетики, системным оператором и органами исполнительной власти (министерствами и ведомствами) на территории субъекта РФ.

Сведения, представляемые субъектами электроэнергетики:

- Отчетные данные о работе энергосистемы;
- Основные характеристики электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, а также состав существующих электростанций с указанием основных параметров электростанций, установленной мощностью выше 5 МВт;
- Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет;
- Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей и объектов по производству электроэнергии;
- Перечень вводимых (вновь построенных и реконструируемых) объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 (35) кВ и выше и объектов по производству электроэнергии в соответствии техническими условиями и договорами на технологическое присоединение к электрическим сетям;
- Результаты инвентаризации и технического аудита электрооборудования, конструкций и сооружений объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 (35) кВ и выше и объектов по производству электроэнергии;
- Сведения о действующих заявках, технических условиях и договорах на технологическое присоединение к электрическим сетям;
- Предложения по строительству новых объектов электросетевого хозяйства напряжением 110 (35) кВ и выше, расширению и реконструкции существующих объектов (с обоснованием);
- Сведения об особенностях и проблемах текущего состояния и функционирования энергосистемы с указанием ограничивающих элементов сети;
- Предложения по ликвидации сетевых и балансовых ограничений;
- Результаты мониторинга реализации схемы и программы развития электроэнергетики субъекта РФ за предыдущий период.

Сведения, представляемые органами исполнительной власти:

- Данные по площади территории, численности населения, перечень наиболее крупных населенных пунктов, основные направления специализации субъекта РФ, в том числе в части промышленности, строительства, транспорта, сферы обслуживания;
- Программы социально-экономического развития субъекта РФ на среднесрочную перспективу в части развития электроэнергетики (при их наличии);
- Данные о планах по строительству объектов электроэнергетики, в том числе о сроках, местах расположения, вводимой мощности, виде используемого топлива для электростанций, параметрах работы, в соответствии с имеющимися долгосрочными целевыми программами, федеральными адресными инвестиционными программами, ведомственными целевыми программами (при их наличии);

- Сведения о планируемых крупных инвестиционных проектах на территории субъекта РФ;

- Документы территориального планирования;

- Предложения по развитию электрических сетей и объектов генерации и размещении объектов электроэнергетики на территории субъекта РФ;

- Проработки специализированных проектных организаций о возможностях использования гидроэнергетических ресурсов, геотермальных источников и др.;

- Результаты мониторинга реализации схемы и программы развития электроэнергетики субъекта РФ за предыдущий период.

Сведения, представляемые системным оператором:

- Предложения по развитию распределительных и магистральных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, сформированные на основе результатов использования перспективной расчетной модели;

- Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по региональной энергосистеме на территории субъекта РФ, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;

- Сведения об особенностях и проблемах текущего состояния и функционирования энергосистемы с указанием ограничивающих элементов сети;

- Предложения по ликвидации сетевых и балансовых ограничений.

В настоящее время формирование исходной информации осуществляется органами исполнительной власти (в рамках Рабочих групп) путем направления запросов и получения ответов для формирования сводной информации. Указанный процесс занимает достаточно долгое время. Увеличение затрат времени возникает в связи с необходимостью согласования сводных исходной данных всеми сторонами участвующих в предоставлении исходной информации для разработки СиПР. Анализ практики разработки СиПР на 5-летний период показал, что органами исполнительной власти формируются региональные целевые программы развития территорий, в том числе, включающие мероприятия по строительству энергобъектов, без участия представителей субъектов электроэнергетики, системного оператора и без привлечения проектных организаций для режимно-балансовых обоснований необходимости сооружения объектов. Для оценки перспективного спроса на электроэнергию и уровня электрических нагрузок в качестве исходной информации принимаются неподтверждённые планы потребителей и бизнес-проекты (отсутствие заявок, договоров и т.п.). В результате получения на рассмотрение соответствующих материалов СиПР, возникают замечания системного оператора по включению этих мероприятий.

Перспективным решением в век информационных технологий является создание единой информационно-коммуникационной среды для сторон участвующих в разработке, рассмотрении и согласовании СиПР. В этой среде (портале) стороны участвующие в разработке СиПР публикуют исходные данные для разработки СиПР по установленным формам и опросным листам в соответствии с распределением ответственности субъектов электроэнергетики (сетевых, генерирующих компаний и энергосбытовых организаций), крупных потребителей электроэнергии, системного оператора, министерств и ведомств по формированию и предоставлению информации. Также в данной среде (портале) ответственным органом исполнительной власти обеспечивается работа по формированию сводных исходных данных и их согласование между участниками разработки СиПР.

В целях более точного прогнозирования развития электроэнергетики субъекта РФ исходная информация должна формироваться для разработки двух вариантов развития электроэнергетики субъекта РФ:

- «Реалистического»варианта, основанного на представленных ОАО «СО ЕЭС» прогнозных данных потребления электроэнергии и мощности на период формирования СиПР (с разбивкой по годам) по территории субъекта РФ и уточнённом перечне реально планируемых к строительству (реконструкции) объектов по производству электроэнергии, линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110

кВ, а также на перечне значимых объектов, сооружаемых в соответствии с утверждёнными федеральными и республиканскими программами социально-экономического развития субъекта РФ (по данным Схемы и программы развития ЕЭС России, утверждённых инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, официальных документов органов власти субъекта РФ, а также в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение объектов к электрическим сетям);

- «Оптимистического»(дополнительного) варианта, основанного на представленном органами исполнительной власти прогнозе потребления электроэнергии и мощности субъекта РФ и расширенном перечне планируемых к строительству объектов в соответствии с перспективными инвестиционными проектами, возможность реализации которых рассматривается на территории субъекта РФ на период формирования СиПР (по данным органов исполнительной власти субъекта РФ, в соответствии с предложениями субъектов электроэнергетики в перспективные планы и т.п.), а также мероприятий не включенных в «реалистичный» вариант программы.

Также единая информационно-коммуникационная может быть использована для совместного рассмотрения разработанных материалов проекта СиПР, что позволило бы ускорить процесс согласования и дальнейшего утверждения СиПР.На этапе рассмотрения и согласования каждого из вариантов СиПР исполнители организаций, участвующих в рассмотрении и согласовании СиПР, получают возможность совместно работать над одним документом, связываться между собой для решения возникших проблем, устраивать видеоконференции и в итоге сформировать консолидированное замечание к разработанным вариантам СиПР. Также будет осуществлено разделение (ограничение уровня доступа) для исполнителей и руководителей организаций. Например, исполнитель одной организации может связаться только с исполнителем другой организации. На финальном этапе утверждения СиПР (ежегодно, до 1 мая) высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации (руководителем высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации) информация об её утверждении СиПР будет опубликована на данном портале.

В заключении отметим основные преимущества единой информационно-коммуникационной среды:

- Сокращение времени разработки и рассмотрения СиПР;
- Повышение качества разработанной СиПР;
- Доступ ко всем нормативным документам и методическим рекомендациям;
- Возможность совместной работы над документами;
- Расширение информационного взаимодействия;
- Развитие контактов социального партнерства;
- Обсуждение актуальных проблем на форуме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Постановление Правительства РФ от 17 октября 2009 г. №823 «О схемах и программах развития электроэнергетики» (в ред. Постановления Правительства РФ от 12.08.2013 N 691) - 8 стр.;
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 01 августа 2014 г. N 495 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы» - 416 стр.;
3. Заключения Минэнерго РФ по Схемам и программам развития электроэнергетики субъектов РФ на 5-летний период за 2012-2013 г.г. операционной зоны ОЭС Юга, 5 -стр.

Научные руководители: В.М. Пасторов, к.т.н., ведущий специалист службы управления персоналом Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга; Н.А. Ковтун, начальник отдела перспективного развития и технологических присоединений Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

РЕКУРСИВНЫЙ ПОДХОД К ПЕРЕБОРУ КОМБИНАЦИЙ ОДНОВРЕМЕННО ОТКАЗАВШИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ ОЦЕНКЕ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

С.А. Гусев, В.П. Обоскалов
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина,
Уральский энергетический институт, кафедра автоматизированных электрических систем

Способность электроэнергетической системы (ЭЭС) выполнять свои функции без отклонения параметров электрических режимов (напряжений в узлах, частоты, перетоков мощности по ЛЭП и др.) за пределы допустимых при возникновении случайных возмущений в ЭЭС (короткое замыкание, отключение генератора, линии электропередачи, трансформатора, выключателя и др.) определяется режимной надежностью ЭЭС. Анализ режимной надежности (РН) заключается в моделировании случайных возмущений и анализе послеаварийных состояний ЭЭС. Каждое состояние проверяется на допустимость режимных параметров и если хотя бы один из параметров вышел из области допустимых значений, фиксируется выход режима ЭЭС из допустимой области и выполняется расчет оптимальных управляющих воздействий (УВ), возвращающих режим в допустимую область. Критерием оптимизации чаще всего является стоимость УВ [1]. Алгоритм оценки показателей РН представлен на рисунке 1.

Таким образом, задача оценки режимной надежности ЭЭС сводится к множественному расчету режимов, где в каждом режиме отключены один или несколько элементов в зависимости от критерия, по которому происходит анализ. Современные исследования и мировой опыт эксплуатации ЭЭС, показывают, что для принятия адекватных и рациональных решений по обеспечению надежности ЭЭС необходимо выполнять анализ режимов по критериям не менее чем n–2 или даже n–3 [2,3]. Это объясняется тем, что для ЭЭС относительно большой размерности именно на два или три одновременных отказа приходится максимум математического ожидания ущерба от перерыва электроснабжения. Данное обстоятельство определяет одну из основных проблем РН: с одной стороны, для получения точной и адекватной оценки РН, требуется проанализировать все возможные комбинации элементов ЭЭС, а с другой стороны, оценка РН должна выполняться достаточно быстро.

Необходимость моделировать многократные одновременные отказы элементов ЭЭС чрезвычайно усложняет процедуру оценки РН, т.к. при увеличении количества одновременных отказов, количество анализируемых режимов возрастает в соответствии с выражением (1):

$$N = \sum_{k=1}^{m} C_n^k = \sum_{k=1}^{m} \frac{n!}{k!\,(n-k)!}, \qquad (1)$$

где n – количество элементов ЭЭС, k – размер комбинации одновременно отказавших элементов (РКООЭ), m – максимальное количество одновременно отказавших элементов (МКООЭ).

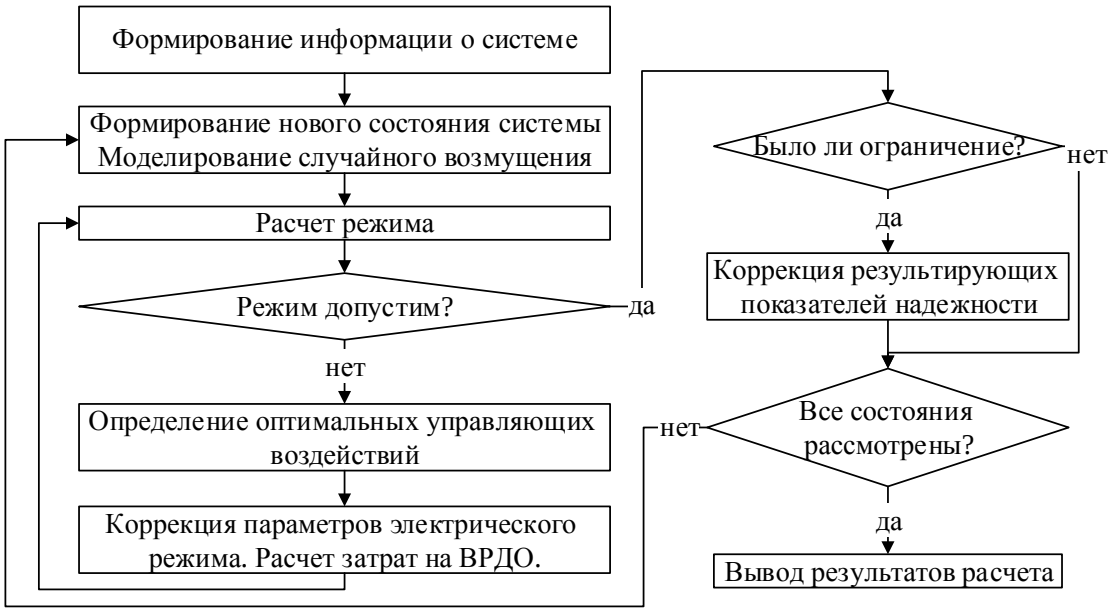


Рис.1. Алгоритм оценки РН

Следует учитывать, что не все комбинации одновременно отказавших элементов (КООЭ) являются значимыми, другими словами, оказывающими значимое влияние на суммарное математическое ожидание ущерба от перерыва электроснабжения. Для снижения затрат машинного времени, желательно исключить из рассмотрения те комбинации, которые практически не влияют на результирующие показатели. Исключение таких комбинаций может быть сделано алгоритмически, расчетным или экспертным путем. Каждый из представленных подходов имеет свои преимущества, недостатки и область применения, однако, с точки зрения точности расчетов, наилучшие результаты дает расчетный метод, в соответствии с которым увеличение РКООЭ происходит только в случае, если комбинации с текущим значением РКООЭ оказывают значимое влияние на математическое ожидание (МО) ущерба потребителям от недоотпуска электрической энергии.

В итоге, для эффективного решения задачи оценки РН необходимо, во-первых, избавиться от всех незначащих КООЭ, а во-вторых повысить быстродействие расчетной процедуры оценки РН посредством применения эффективных алгоритмов. В данной статье представлен алгоритм направленного перебора комбинаций ООЭ, который позволяет значительно повысить эффективность решения задачи РН.

Типовой алгоритм перебора КООЭ представлен на рисунке 2.

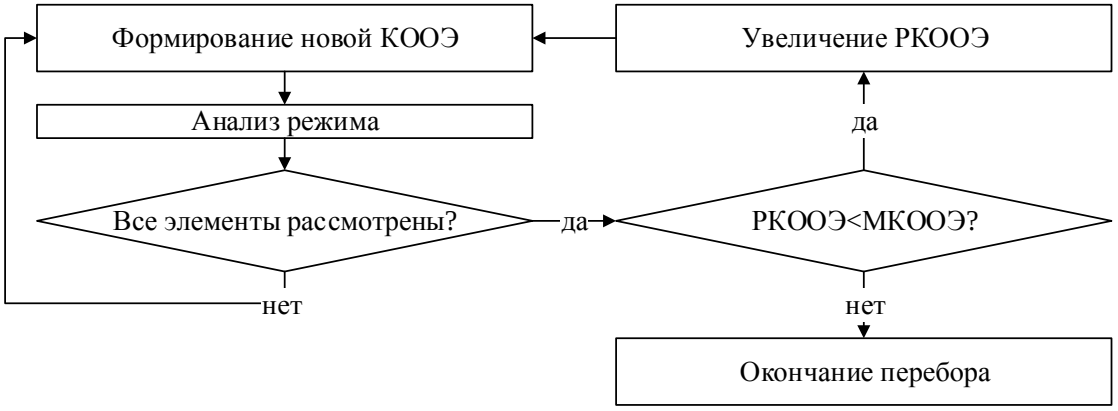


Рис.2. Типовой алгоритм перебора КООЭ

В постановке, представленной на рисунке 2, перебор выполняется «слоями» – сначала, на первом «слое», происходит перебор всех возможных КООЭ размерностью в 1 элемент, затем выполняется перебор комбинаций размерностью в 2 элемента и т.д., пока

размерность комбинации не достигнет максимально-допустимой или количества элементов в ЭЭС.

Следует отметить, что задача расчета режима ЭЭС при оценке РН может быть представлена в прямой и оптимизационной постановке [1]. Оптимизационная постановка позволяет расширить область расчетных режимов, однако требует больше времени для получения решения, поскольку здесь, как правило, используется стандартный солвер, направленный на решение широкого класса задач.

Как известно из теории оптимизации нелинейных функций, скорость получения решения и его точность во многом зависит от выбранного начального приближения. Как правило, хорошим начальным приближением для режимов второго «слоя» являются соответствующие режимы первого «слоя», например, для режима с одновременно отключенными элементами i и j начальным приближением может являться режим с отключенным элементом i. При использовании типового алгоритма перебора КООЭ придется либо использовать многомерные массивы или сложные схемы адресации к базе данных для сохранения информации о режимах предшествующего «слоя», либо использовать типовые начальные приближения. Альтернативным решением может быть использование алгоритма рекурсивного перебора КООЭ, представленного на рисунке 3.

При использовании такого подхода, переход на следующий «слой» происходит после анализа 1 комбинации на текущем «слое». С каждым «слоем» анализируемая комбинация расширяется, пока не достигнет максимально-допустимого размера или включит в себя все элементы ЭЭС. После этого происходит восстановление одного из элементов в комбинации по принципу обратной очереди (FILO, firstinlastout). Далее комбинация снова расширяется, за счет нового отключенного элемента. Рекурсивный процесс продолжается пока не будет выполнен перебор всех элементов ЭЭС.

Программная реализация рекурсивного перебора выполняется посредством рекурсивного обращения к расчетной процедуре (обращение процедуры к самой себе) с новыми входными параметрами (с новой КООЭ).

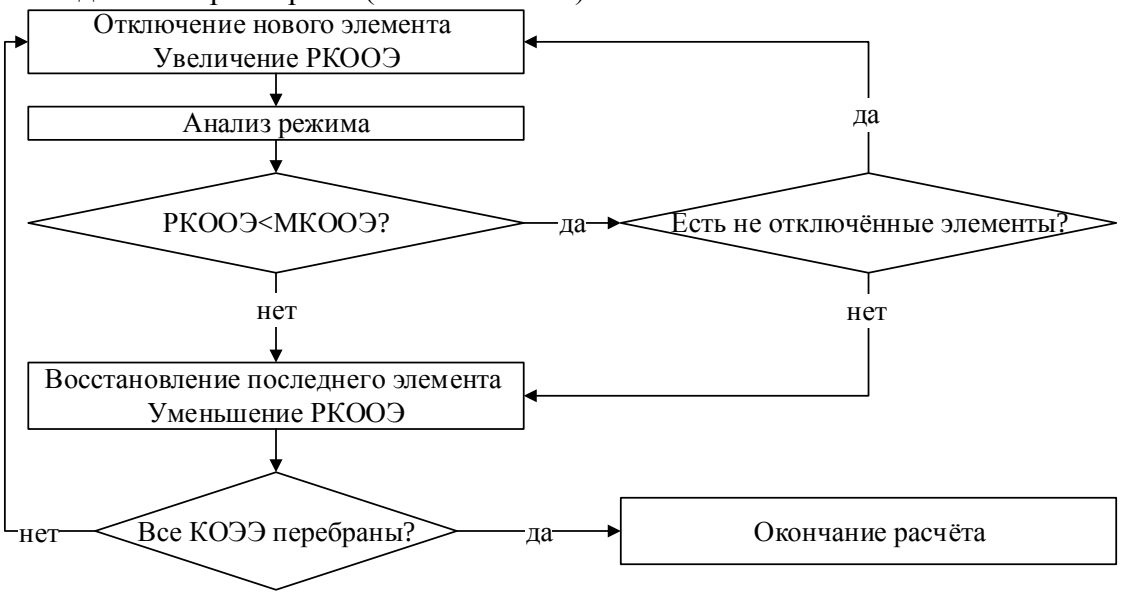


Рис.3. Рекурсивный алгоритм перебора КООЭ

Использование рекурсивного подхода при переборе КООЭ позволяет хранить информацию о режимах верхних «слоев» в двумерном массиве, а также минимизировать число операций при пересчетах матрицы проводимостей. Кроме того, в такую постановку задачи хорошо интегрируются расчетные методы исключения не значащих КООЭ. Для этого необходимо после блока проверки наличия не отключенных элементов, по ветви «да» вставить блок проверки величины приращения МО ущерба при текущем РКООЭ. Если приращение меньше определенного (предварительно заданного или рассчитанного относительно МО первого «слоя») значения, комбинация считается незначимой и

увеличения РКООЭ не происходит, выполняется шаг восстановления последнего элемента в КООЭ и уменьшение РКООЭ.

Для проверки представленного алгоритма, были выполнены сравнительные расчеты надежности ЭЭС, основанные на типовом и рекурсивном алгоритмах перебора КООЭ на 14-узловой тестовой схеме IEEERTS. Результаты расчетов представлены в таблице 1 и подтверждают эффективность предлагаемого алгоритма.

Таблица 1. Время перебора КООЭ

Максимальное количество одновременно отказавших элементов	1	2	3	4
Время расчета, типовой перебор КООЭ	25,4 с.	354 с.	4231 с.	33238 с.
Время расчета, рекурсивный перебор КООЭ	16,9 с.	250 с.	2492 с.	16804 с.

Заключение

Представленный рекурсивный алгоритм перебора комбинаций одновременно отказавших элементов позволяет значительно повысить эффективность решения задачи оценки РН ЭЭС и может быть использован при моделировании множественных отказов элементов ЭЭС.

Работа выполнена при поддержке РГНФ, проект № 13-12-66014.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гусев С.А., Обоскалов В.П. Использование оптимизационной модели расчета установившегося режима при оценке режимной надежности ЭЭС. // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции. Екатеринбург: УрФУ, 2012. С.489-494.

2. Коллектив авторов. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2010. 292 с.

3. Будовский В.П., Шульгинов Н.Г. Оперативный анализ надежности схем распределительных устройств энергосистем // Новое в Российской энергетике. 2004. №10. С. 6-15.

Научный руководитель: В.П. Обоскалов, д.т.н., профессор, кафедра «Автоматизированные электрические системы», УралЭНИН, УрФУ.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА WOLFRAM MATHEMATICA В ЗАДАЧАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

А.А. Куликов, С.А. Шевчук, С.А. Ерошенко
Уральский Федеральный Университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина

Энергосистема - одна из наиболее сложных технических систем. В первую очередь это обусловлено огромным количеством элементов, входящих в систему, а также динамичностью самой системы. Необходимость анализа привела к созданию математических моделей энергосистемы. Еще до изобретения ЭВМ (в начале 30-х годов) были созданы расчетные столы, позволявшие существенно упростить процесс анализа электрических сетей [1]. С приходом ЭВМ в начале 70-х появилась возможность выполнять сложные многоитерационные расчеты в разы быстрее, алгоритмы ручных расчетов были перенесены в

различные программные комплексы и системы компьютерной алгебры [2]. Одной из таких систем является Wolfram Mathematica, над совершенствованием которой специалисты компании Wolfram Research работают уже на протяжении 25 лет [3].

Сегодня российские инженеры в подавляющем большинстве случаев используют для расчетов и моделирования ПО Matlab либо узкоспециализированные программы. В процессе обучения в университете Matlab также является «монополистом», в то время как зарубежные университеты активно внедряют курсы по современным системам компьютерной алгебры. Такой подход позволяет инженеру или ученому использовать больше различных инструментов при решении технических задач или при проведении исследований, выбирая из них наиболее оптимальные.

В данной работе продемонстрированы возможности применения ПО Wolfram Mathematica для решения задач электроэнергетики на примере расчета установившегося режима энергосистемы, а также сравнение алгоритма и полученных результатов с решениями в среде Matlab и специализированном ПО RastrWin.

ОСОБЕННОСТИ WOLFRAM MATHEMATICA

Язык программирования Wolfram Language, на котором пишутся программы в системе Mathematica, является мультипарадигменным и позволяет писать код как по принципам процедурного, рекурсивного, логического или объектно-ориентированного программирования, так и по принципам функционального, при необходимости сочетая их.

Wolfram Mathematica является полноценной системой компьютерной алгебры, а это значит, что упор в ней сделан на символьные вычисления, а также на максимальную оптимизацию численных методов для ЭВМ. Язык Wolfram Language предлагает более 5000 встроенных функций для осуществления расчетов в таких областях деятельности, как математика, инженерия, химия, социология, экономика и других [3]. Встроенные функции написаны профессионалами в области математиками и алгоритмов, а поэтому наравне с экономией времени инженера, затраченного на программирование, дают существенный прирост в производительности.

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

Необходимость расчета установившегося режима возникла с появлением самих электрических сетей. Одним из наиболее часто применяемых способов расчета является составление системы нелинейных уравнений узловых напряжений (УУН) в форме баланса мощности и дальнейшее решение данной системы. (1) представляет собой запись системы УУН в форме баланса мощности в полярных координатах.

$$\Delta P_k\left(P_k,V,\delta\right)=P_k-V_k^2G_{kk}-V_k\sum_{m\in k}V_m\left(G_{km}\cos\delta_{km}+B_{km}\sin\delta_{km}\right)=0,$$

$$k\in PV+PQ;$$

$$\Delta Q_k\left(Q_k,V,\delta\right)=Q_k+V_k^2B_{kk}+V_k\sum_{m\in k}V_m\left(B_{km}\cos\delta_{km}-G_{km}\sin\delta_{km}\right)=0, \quad (1)$$

$$k\in PQ,$$

В подавляющем большинстве случаев система УУН решается посредством методов Ньютона или Зейделя. Эти два метода показали хорошую сходимость даже при использовании некоторых допущений, упрощающих ручной расчёт, и, как следствие, перешли в эпоху ЭВМ.В системе Wolfram Mathematica для решения системы нелинейных уравнений (СНЛУ) предлагается использовать встроенные метод Ньютона и метод секущих. Интересно, что последний предположительно появился на 3000 лет раньше метода Ньютона [5]. Оба метода позволяют решать систему нелинейных уравнений, заданную в символьном виде, избавляя инженера от самостоятельной реализации алгоритма метода решения СНЛУ, что необходимо в случае использования, например, ПО Matlab.

В ходе работы была написана программа, осуществляющая расчёт установившегося режима любой произвольно заданной энергосистемы без учёта ограничения генерируемой

реактивной мощности. Для примера расчета взята простейшая энергосистема, показанная на рисунке 1. Она состоит из семи узлов нагрузки (PQ), четырех узлов генерации (PV) и одного базисного узла (Vδ). Номинальное напряжение сети - 220 кВ.

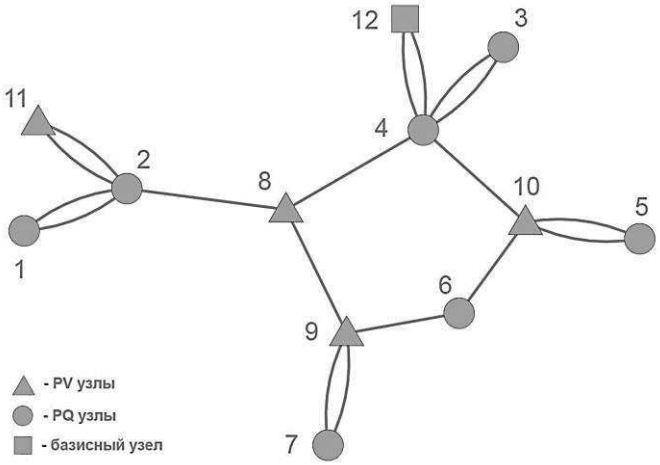


Рис. 1. Граф сети, сформированный средствами Mathematica

Решение задачи можно разбить на несколько этапов:

- Ввод исходных данных об узлах и ветвях в виде матриц;
- Автоматическое формирование графа сети (рисунок 1);
- Автоматическое формирование матрицы проводимостей Y на основе графа сети;
- Автоматическое формирование системы УУН в форме баланса мощностей в полярных координатах (1);
- Решение системы УУН одним из встроенных методов.

При разработке программы упор был сделан на функциональное программирование, что позволило уместить весь вышеописанный алгоритм расчета сети всего в 11 строк кода на языке Wolfram Language. Алгоритм является универсальным и позволяет рассчитывать сети содержащие любое количество PV, PQ и Vδ узлов. Данный алгоритм также учитывает наличие емкостной проводимости линий. Впоследствии алгоритм может быть легко расширен для учета большего числа параметров.

СРАВНЕНИЕ С АНАЛОГАМИ

Для того чтобы оценить эффективность работы алгоритмов Mathematica, проведено сравнение с методом Ньютона, реализованного в среде Matlab, а также с программным комплексом RastrWin. Последний является сертифицированным ПО для расчета режимов сети, и используется более чем в 260 организациях в России и СНГ, поэтому его результаты приняты за эталонные. Результаты сравнения приведены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение алгоритмов

Критерий	**RastrWin**	**Matlab**	**Wolfram Mathematica**	**Wolfram Mathematica**
Используемый метод	Ньютон	Ньютон	Ньютон	Секущих
Относительное отклонение результатов расчета по модулю напряжения	1	1,00752	1,00044	1,00050
Относительное отклонение результатов расчета по углу напряжения	1	1,00837	1,00082	1,00089
Время выполнения, с	0,05	0,018	0,002	0,004
Количество итераций, шт.	4	4	4	14
Объем кода, строк	н/д	>100	11	11

Из таблицы видно, что результаты алгоритмов Mathematica практически не отличаются от результатов ПО RastrWin и Matlab, тем не менее время выполнения

программы в Mathematica на порядок ниже. При этом величина невязок на последней итерации метода Ньютона в Mathematica имеет порядок 10^{-13}. Расчет методом секущих выполнялся в два раза дольше, чем метод Ньютона, но стоит заметить, что за это время было сделано в 3.5 раза больше итераций чем при использовании метода Ньютона, а величина невязок на последней итерации имеет порядок 10^{-11}. Графически зависимость скорости выполнения одной итерации расчета в зависимости от используемого алгоритма показана на гистограмме (рисунок 2).

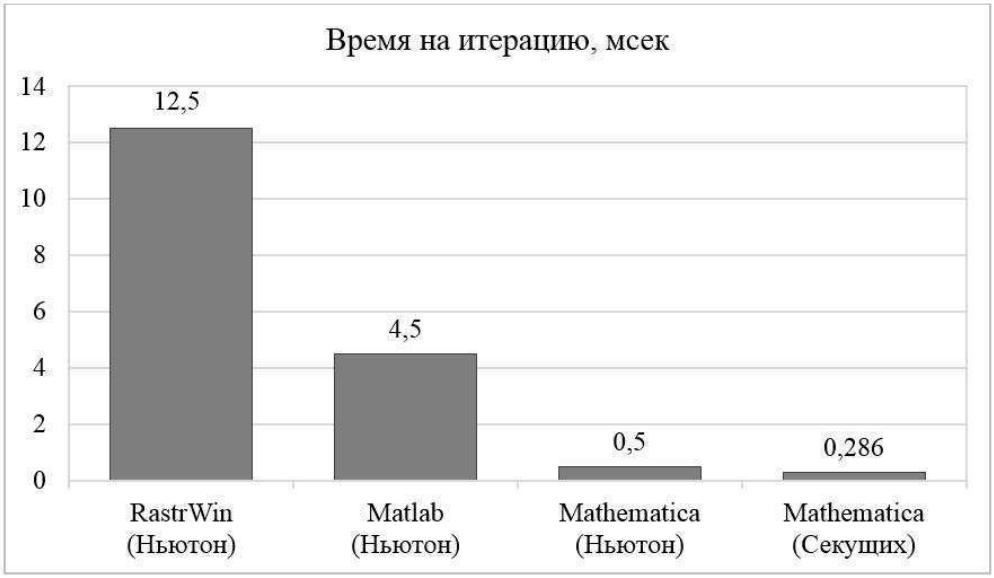


Рис.2. Скорость выполнения одной итерации

Из вышесказанного можно сделать вывод, что встроенные функции Mathematica обладают на порядок большей скоростью расчета по сравнению с алгоритмами, реализованными пользователями как на языках компьютерной алгебры, так и классических языках программирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система Mathematica представляет собой удобный инструмент для инженерных расчетов любой сложности. Благодаря большому количеству встроенных функций позволяет инженеру тратить меньше времени на воспроизведение различных алгоритмов и в разы уменьшает количество вспомогательного кода.

Сравнение различного ПО показало высокую эффективность встроенных алгоритмов Mathematica при расчетах установившихся режимов сети.

Благодаря большому набору встроенных алгоритмов, с помощью Mathematica можно производить более сложные расчеты, например, расчет токов короткого замыкания, моделирование переходных процессов и поведения электрических машин.

Таким образом, система WolframMathematica может стать как основной, так и дополнительной системой компьютерной алгебры для современного студента, инженера или ученого. Возможность более удобного и быстрого вычисления, позволит уделять больше внимания проблемам тех областей науки, на которые направлен процесс обучения или исследования, не тратя дополнительное время на реализацию стандартного математического алгоритма.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г. Вычислительные модели потокораспределения электрических систем. – Екатеринбург, УГТУ-УПИ, 2007, 215 с.
2. Ананичева С.С., Мызин А.Л. Метод анализа и расчета замкнутых электрических сетей. - Екатеринбург, УрФУ, 2012, 94 с.
3. Wolfram Research [Электронныйресурс] // Products and Services – Mathematica:[сайт], [2014]. URL http://www.wolfram.com/mathematica/

4. Русскоязычная поддержка Wolfram Mathematica [Электронный ресурс] // Стивен Вольфрам: “Внедряя вычисления повсюду”: [сайт], [2014]. URL http://wolframmathematica.ru/articles/
5. Autar Kaw, Egwu Eric Kalu. Numerical Methods with Applications. - Florida, University of South Florida, 2008, 728 pages

Научный руководитель: С.А. Ерошенко, м.т.т., ассистент, кафедра АЭС УралЭНИН УрФУ

УЧЕТ УСЛОВИЯ СОВМЕСТИМОСТИ РЕМОНТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ГРАФИКА РЕМОНТОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

С.В. Беляев, А.В. Малафеев
ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», институт энергетики и автоматики, кафедра электроснабжения промышленных предприятий

Осуществление ремонтной деятельности персоналом предприятий электрических сетей возможно при двух состояниях электрооборудования – включенном и отключенном. Иначе говоря, либо единица оборудования полностью выведена из структуры сети, либо она остается в общем составе элементов и сохраняет свои функции по обеспечению электроснабжения потребителей. При этом перечень и последовательность выполняемых ремонтных операций строго определены производственными инструкциями, технологическими картами и другими нормативно-техническими документами. То есть задача оптимизации графика ремонтов электрооборудования является целочисленной.

Наиболее распространенные методы оптимизации, позволяющие учитывать условие целочисленности решаемой задачи, описаны в [1]. Наиболее эффективным при решении задачи планирования ремонтной деятельности является метод ветвей и границ, так как он позволяет вводить ограничения любого вида и учитывать на каждом шаге оптимизации жесткость каждого из введенных ограничений.

Общая структура алгоритма формирования оптимального ремонтного графика с применением метода ветвей и границ изложена в [2]. Остановимся более подробно на определении исходных данных для применения данного метода.

Основным критерием оптимальности (целевой функцией) при построении ремонтного графика является минимальное время простоя оборудования:

$$T_{\text{ïð .îá .}} = \min \sum_{i=1}^{n} T_{\text{ðâì, i}} \qquad (1)$$

где $T_{\text{рем,i}}$ – время ремонта единицы оборудования.

Использование данного критерия в качестве основного ведет к повышению структурной надежности сети, а также к минимизации времени перерыва электроснабжения потребителей, запитанных от участков сети с отсутствием резервирования.

С целью минимизации времени простоя оборудования в структуру расчета ремонтных графиков включается условие совмещения работ на элементах сети, соединенных последовательно. При этом техническое обслуживание и ремонт нескольких соединенных последовательно элементов должны осуществляться различными бригадами. Практически такое возможно, когда работы на выведенной в ремонт линии электропередачи совмещены с работами бригад, обслуживающих смежные с данной линией подстанции и электростанции.

Учитывая тот факт, что возможен вывод в ремонт сразу нескольких участков сети с

последовательно соединенными единицами оборудования, следует принимать во внимание общую структуру сети. Это необходимо, чтобы исключить вероятность наложения недопустимых по условию режима работы ремонтных ситуаций, когда отключение нескольких отдаленных друг от друга участков может привести к разрыву транзита мощности.

В алгоритме расчета данный факт учитывается регулярной проверкой возможности совмещения отдельных видов ремонта. Для этого формируется следующая таблица данных.

Таблица 1. Проверка совместимости ремонтов

Номер коммутационного аппарата / Номер единицы оборудования	1	2	…	m
1	…	…	…	…
2	…	…	…	…
…	…	…	…	…
n	…	…	…	…

Строки таблицы 1 формируются на основании состава единиц оборудования, участвующих в ремонтном периоде.

Столбцы таблицы 1 соответствуют коммутационным аппаратам, используемым при оперативных переключениях во время ремонтов.

Вся таблица заполняется тремя значениями:

1 – если коммутационный аппарат для данной единицы оборудования обязательно включен при ремонте;

–1 – если коммутационный аппарат для данной единицы оборудования обязательно отключен при ремонте;

0 – если по условию обеспечения бесперебойного электроснабжения положение коммутационного аппарата для данной единицы оборудования при ремонте не имеет значения.

Рассмотрим принцип заполнения таблицы 1 на примере схемы, представленной на рисунке 1.

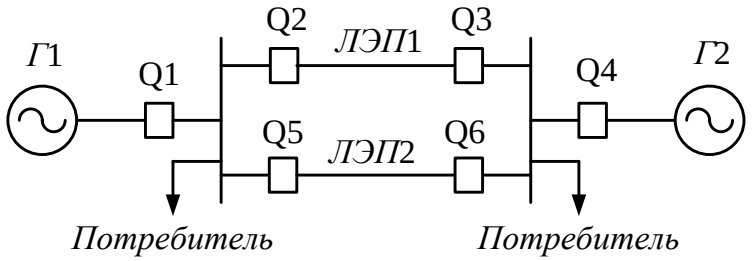


Рис. 1. Поясняющая схема к примеру

Исходные данные к примеру: имеется сеть с двумя источниками питания (генераторы *Г1* и *Г2*), коммутационными аппаратами (выключатели Q1…Q6), питающие транзитные линии (*ЛЭП1* и *ЛЭП2*) и потребитель. Пусть в текущем периоде запланировано выполнение ремонта следующих единиц оборудования: генератор *Г1*, питающая транзитная линия *ЛЭП1* и питающая транзитная линия *ЛЭП2*.

При выводе в ремонт генератора *Г1* обязательными являются следующие условия: выключатель Q1 отключен, выключатель Q4 включен. Положения выключателей Q2, Q3, Q5 и Q6 строго не оговариваются (возможно осуществление двух вариантов схемы: когда обе питающие транзитные линии находятся в работе, либо одна из них выведена в ремонт, при этом для выключателей второй питающей транзитной линии в таблице проверки совместимости ремонтов вводится обязательное условие включенного рабочего положения выключателей).

При выводе в ремонт питающей транзитной линии *ЛЭП1* обязательными являются следующие условия: выключатели Q2 и Q3 обязательно отключены, выключатели Q5 и Q6 обязательно включены. Положения выключателей Q1 и Q4 строго не оговариваются (допустима ситуация вывода в ремонт одного из генераторов *Г1* и *Г2*, при этом так же, как и для ситуации с ремонтом генератора *Г1* относительно питающих транзитных линий следует учесть, что при одновременном выводе в ремонт питающей транзитной линии *ЛЭП1* и одного из генераторов второй должен обязательно находиться в рабочем положении).

При выводе в ремонт питающей транзитной линии *ЛЭП2* обязательными являются следующие условия: выключатели Q5 и Q6 обязательно отключены, выключатели Q2 и Q3 обязательно включены. Положения выключателей Q1 и Q4 строго не оговариваются (допустима ситуация одновременного вывода в ремонт питающей транзитной линии и одного из генераторов *Г1* и *Г2*, т.е. как и в предыдущих случаях если один из генераторов в ремонте, то второй обязательно в работе).

Исходя из выше описанных требований, формируем исходную таблицу для проверки совместимости ремонтов. Получим данные, представленные в таблице 2.

Таблица 2. Проверка совместимости ремонтов к примеру

Номер выключателя / Единица оборудования	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Г1	-1	0	0	1	0	0
ЛЭП1	0	-1	-1	0	1	1
ЛЭП2	0	1	1	0	-1	-1

Очевидно, что одновременный вывод в ремонт единиц оборудования, имеющих для одного и того же коммутационного аппарата в таблице совместимости ремонтов значения «1» и «–1», невозможен, так как в случае одновременного проведения работ на таких единицах оборудования произойдет перерыв в электроснабжении потребителя. Если в таблице проверки совместимости ремонтов для разных единиц оборудования хотя бы для одного коммутационного аппарата имеются одновременно значения «–1» и «0», «1» и «0», либо «0» и «0», то такие единицы оборудования совместно выводить в ремонт допустимо, так как нет однозначного противоречия относительно положения коммутационного аппарата.

Из таблицы 2 видно, что одновременно выводить в ремонт питающие транзитные линии *ЛЭП1* и *ЛЭП2* недопустимо, однако возможна реализация одного из двух вариантов совместного проведения ремонтных работ: либо одновременный ремонт генератора *Г1* с *ЛЭП1*, либо одновременный ремонт генератора *Г1* с *ЛЭП2*. Выбор того или иного варианта задается в алгоритм оптимизации графика проведения ремонтных работ одним из следующих условий:

1) наиболее близкая по времени трудоемкость работ для выводимых одновременно в ремонт единиц оборудования;

2) совместный вывод в ремонт единиц оборудования, имеющих наибольший период эксплуатации, либо наихудшие статистические показатели надежности.

Данные условия позволяют в зависимости от конкретной ситуации сделать определяющим либо критерий равномерной загрузки персонала, либо критерий повышения надежности электрической сети за счет восстановления эксплуатационных характеристик единиц оборудования в наиболее короткие сроки. Следует так же отметить, что возможен одновременный учет обоих условий, причем степень важности каждого из них может задаваться в алгоритме в виде штрафных коэффициентов.

Отметим, что при ремонте единиц оборудования участков сети, не имеющих резервирования, условие отсутствия перерыва в электроснабжении потребителей невыполнимо. При оптимизации построения ремонтных графиков для таких участков сети задается условие минимизации перерыва в электроснабжении, причем учет данного условия

так же определяется критерием оптимальности (1).

ВЫВОДЫ

1. Задача оптимизации графика ремонтов оборудования является целочисленной.

2. Основным критерием оптимальности при построении ремонтного графика является минимальное время простоя оборудования

3. При выводе в ремонт сразу нескольких участков сети необходимо учитывать ее структуру путем формирования и анализа таблицы проверки совместимости ремонтов.

4. Для выбора одного из возможных вариантов совместного вывода в ремонт различных единиц оборудования следует руководствоваться техническим состоянием электрооборудования и равномерной загрузкой ремонтного персонала.

5. Для тупиковых участков сети условие соблюдения основного критерия оптимизации графика ремонтов сохраняется.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Алексеев О.Г. Комплексное применение методов дискретной оптимизации. М.: Наука. Гл. ред. физ-мат. лит., 1987. 248 с.

2. Беляев С.В., Малафеев А.В. Определение целевой функции и системы ограничений при оптимизации графиков ремонта электросетевого оборудования. // Электротехнические системы и комплексы: междунар. сб. науч. трудов. Вып. 21 / под ред. Г.П. Корнилова, Е.А. Пановой. Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013. С. 237-240.

Научный руководитель: А.В. Малафеев, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова.

ВЛИЯНИЕ ВНЕШНИХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ОБЛАСТЬ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЙ

И.А. Поляков
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ,
АлтГТУ им. И.И. Ползунова

Для ЕЭС России характерно наличие протяженных электрических связей, соединяющих между собой отдельные энергетические районы. Географическая удаленность энергетических районов друг от друга, различная структура и соотношение их нагрузки и генерации обусловливают наличие системных перетоков мощности между частями ЕЭС. При этом очевидно, что такой обмен мощностью влияет на режим работы шунтирующих электрических связей.

Для качественной оценки влияния внешних перетоков мощности на режим работы энергорайонов рассмотрена модель энергосистемы (Рисунок 1), имеющей ключевую особенность – наличие в составе энергорайона электрических связей, потокораспределение по которым может изменяться в зависимости от загрузки сети вне энергорайона при неизменном перетоке активной мощности в рассматриваемый энергорайон.

Модель состоит из группы с балансирующим узлом (Восток), моделирующих правую часть энергосистемы, группы узлов с нагрузкой и генерацией (Запад), моделирующих левую часть энергосистемы и узел «Энергорайон» с питающей ПС 500 кВ, имеющий свою нагрузку и генерацию. Энергорайон полностью входит в состав рассматриваемого контролируемого сечения «Энергорайон».

В данной модели имеется 2 узла с генерацией и нагрузкой, определяющих режим

работы энергосистемы – Запад и Энергорайон. Режим работы базового узла Восток (значения P и Q) полностью определяется нагрузками и генерацией в узлах Запад и Энергорайон. При этом разность между нагрузкой и генерацией в этих узлах есть переток активной мощности в соответствующих сечениях. Так, разность величины нагрузки и генерациидля Энергорайона есть переток активной мощности в сечении «Энергорайон», для Запада - переток активной мощности в сечении «Запад».

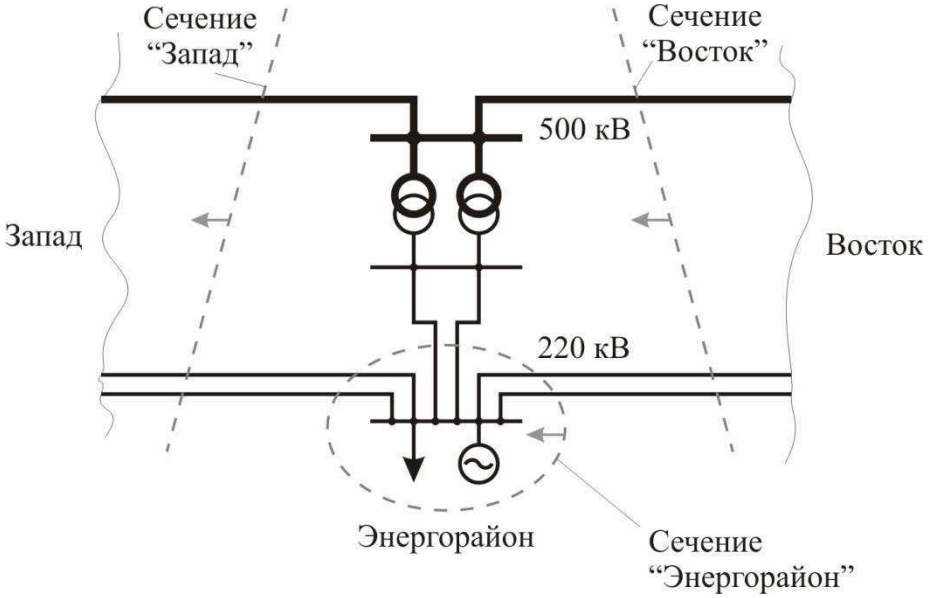


Рис. 1. Модель энергосистемы

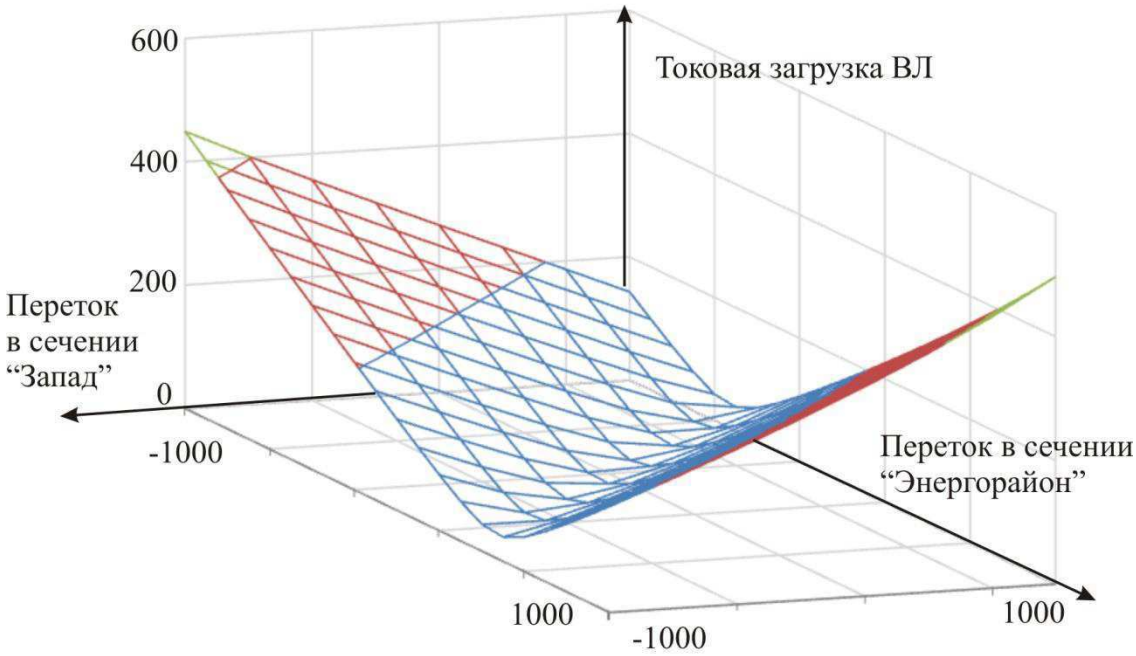
Если к величине перетока активной мощности в сечении «Запад» добавить величину перетока активной мощности в сечении «Энергорайон» и потери активной мощности в электрической сети, то получим переток активной мощности в сечении «Восток».

Таким образом, режим работы энергосистемы можно описать перетоками активной мощности по двум сечениям, например, «Энергорайон» и «Запад».

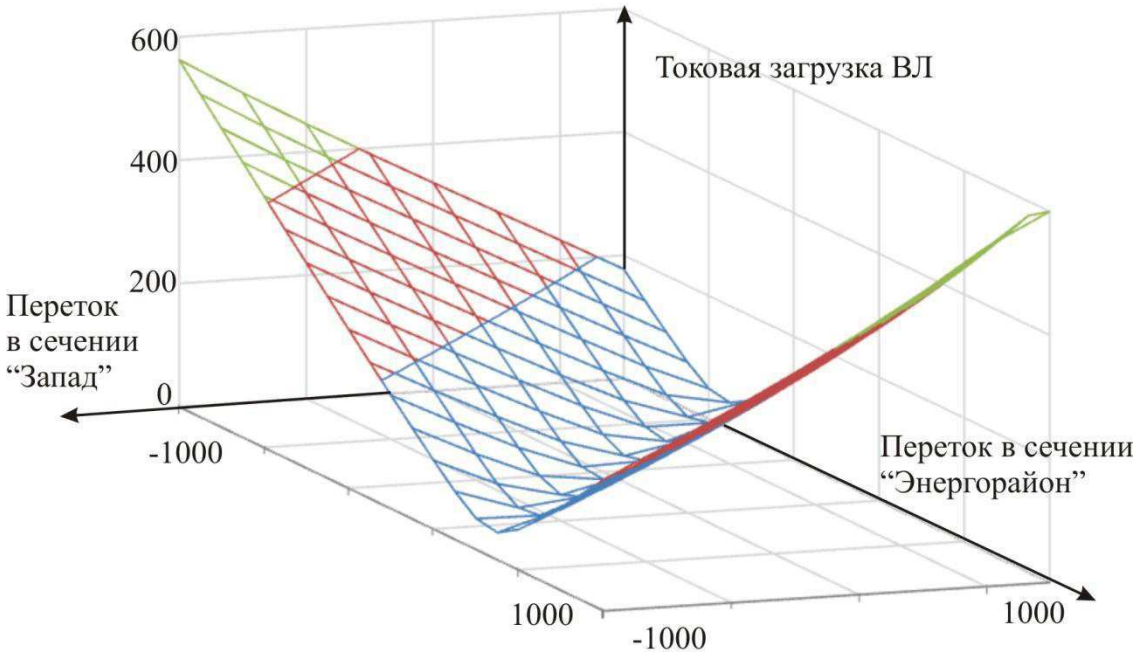
Для описанной выше модели были произведены расчеты токовой загрузки сетевого элемента – ВЛ Восток – Энергорайон I цепь. Расчеты производились для нормальной (полной) и ремонтной (отключена II цепь ВЛ) схем при изменении величин перетоков активной мощности в сечениях «Энергорайон» и «Запад» в диапазонах от -1000 до +1000 МВт для каждого сечения. В качестве допустимых режимов работы рассматривались режимы без перегрузки сетевых элементов (ВЛ) по току [1].

При проведении расчетов был выставлен широкий диапазон регулирования по реактивной мощности в узлах генерации, позволяющий принять напряжение в этих узлах как фиксированное. Расчетные значения генерации реактивной мощности в этом случае характеризуют границы диапазонов регулирования, необходимых для поддержания требуемых уровней напряжения в энергорайонах при различных величинах и направлениях перетоков активной мощности в контролируемых сечениях в нормальной и ремонтных схемах.

Результаты расчетов представлены на рисунке 2. В ремонтной схеме наблюдается увеличение токовой загрузки ВЛ I цепи при отключенной II цепи относительно токовой загрузки ВЛ I цепи в нормальной схеме. Если отсечь часть поверхности плоскостью, соответствующей выбранному току по ВЛ (плоскость, перпендикулярная вертикальной оси), то проекция оставшейся части поверхности на горизонтальную плоскость будет представлять собой допустимую область режимов по току рассматриваемой ВЛ. На рисунке 3 представлены проекции частей поверхностей токовой загрузки для нормальной и ремонтной схемы при фиксированной величине токового ограничения 300 А.



а) Нормальная (полная) схема



б) Ремонтная схема

Рис. 2. Загрузка ВЛ Восток – Энергорайон I цепь в зависимости от перетоков активной мощности в сечениях «Энергорайон» и «Запад»

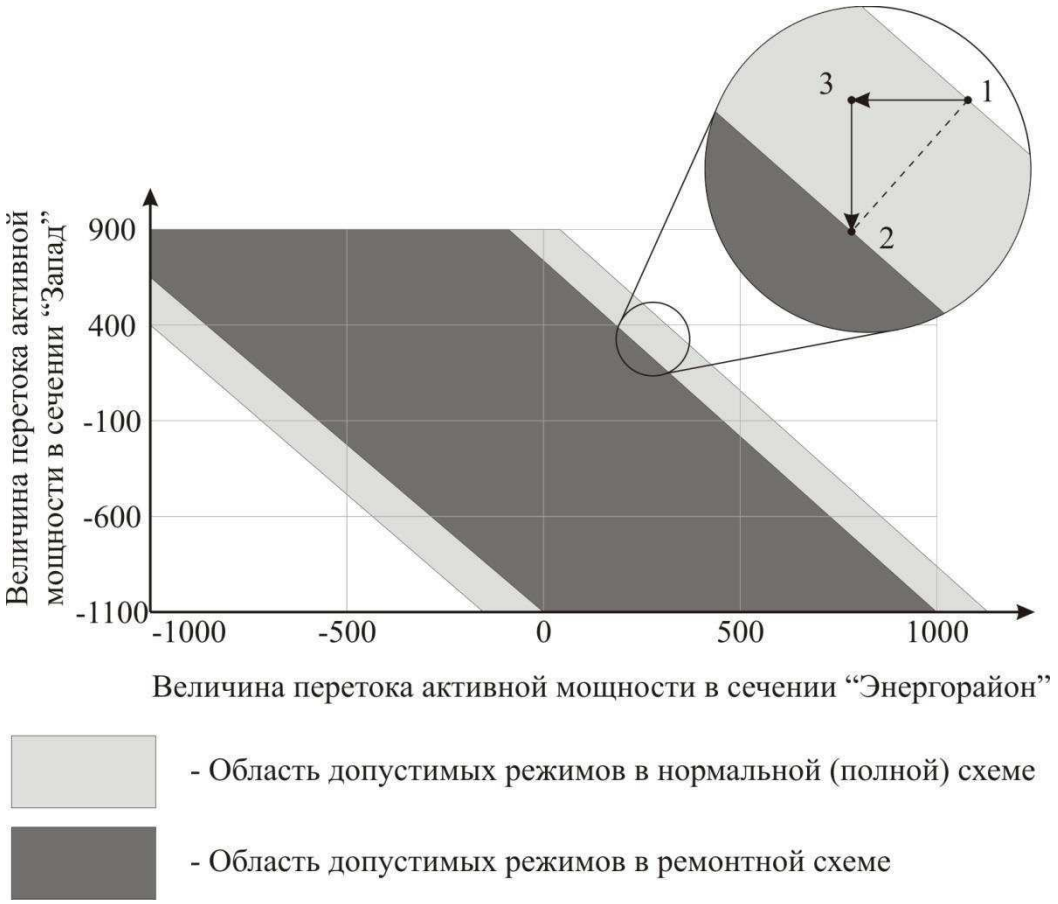


Рис. 3. Область допустимых режимов по току ВЛ Восток – Энергорайон.

Из рисунка 3 видно, что при работе энергосистемы на границе допустимых режимов (точка 1) в случае рассматриваемого отключения ВЛ II цепи фактический режим выходит за допустимую область, что соответствует перегрузке ВЛ. Для ввода в допустимую область (снятия перегрузки) по кратчайшему пути в данном случае необходимо воздействие на перетоки активной мощности в сечении «Энергорайон» (Отрезок 1-2) и сечении «Запад» (Отрезок 3-2). В этом случае режим вводится в допустимую область без перегрузки ВЛ (точка 2).

Также из рисунка 3 видно, что при фиксированном перетоке в сечении «Энергорайон» в зависимости от величины и направления внешних перетоков (Сечение «Запад») фактический режим может как попадать в допустимую область, так и выходить за её пределы.

Близость к границе допустимых режимов определяет необходимые объемы воздействия для ввода в допустимую область в случае изменения режима при возмущении. При этом, как показано выше, необходимый объем управляющих воздействий при прочих равных условиях при одной и той же величине перетока активной мощности в сечении «Энергорайон» различен и должен быть изменен в зависимости от величины внешних перетоков.

Таким образом, необходим учет величины и направления перетоков активной мощности во внешней сети при определении допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, содержащих шунтирующие внешнюю сеть элементы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методическиеуказанияпоустойчивостиэнергосистем. Утв. приказомМинэнергоРоссииот30.06.2003 №277.

Научный руководитель: С.О. Хомутов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электроснабжение промышленных предприятий АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

ИССЛЕДОВАНИЕ СЛУЧАЙНЫХ ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ВЫСОКОВОЛЬТНЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

К.С. Аверьянова, В.П. Степанов, Р.Ф. Идиатулин
Самарский государственный технический университет
Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Средней Волги»

В ЕЭС России электрические режимы обуславливаются интенсивными перетоками активной мощности P(t)по ЛЭП в отдельных сечениях в период максимальных суточных нагрузок. Фактически во всех межсистемных контролируемых сечениях перетоки активной мощности по ЛЭП приближаются к значениям максимально допустимых величин и имеют реверсивный вид [1]. Существование неравномерного распределения генерирующих источников по отношению к расположению узлов нагрузки создает потребность развития системообразующей электрической сети для обменов электроэнергией с наименьшими потерями [1,2]. Информация о перетоках активной мощности и потерях электроэнергии по существующим высоковольтным ЛЭП является исходным материалом для решения многих важных вопросов строительства и эксплуатации электрической сети. Так, в ближайшей перспективе, для усиления межсистемных электрических связей, на территории операционной зоны (ОЗ) ОЭС Средней Волги должны быть введены в эксплуатацию ЛЭП 500 кВ, связывающие с ОЭС Урала, ОЭС Центра. Планируется строительство новых ЛЭП 500 кВ для увеличения величины выдаваемой генерируемой мощности из Балаково-Саратовского энергоузла [1]. Достоверная оценка расчетных значений перетоков активной мощности P(t)по ЛЭП из условий допустимого нагрева оборудования, износа изоляции, ограничений величин перетоков P(t)в контролируемых сечениях [3], а также расчетных потерь электроэнергии от реверсивных перетоков предполагает существование данных не только о закономерностях распределения случайных значений перетоков P(t), но и о связи между ординатами процесса ее изменения [4]. Последнее осуществимо только при исследовании перетоков P(t)по ЛЭП как случайного процесса [5]. Исследование характеристик случайного процесса изменения перетоков P(t)по ЛЭП позволяет выявить интервалы стационарности и эргодичности для корреляционных функций процессов и таким образом упростить решение задачи вычисления расчетных перетоков активной мощности и расчетных потерь электроэнергии по ЛЭП в электрических сетях.

Объектом исследования являлись графики перетоков активной мощности P(t) ВЛ 500 кВ, расположенные на территории ОЗ ОЭС Средней Волги. Регистрация графиков проводилась за время, равное длительности суток - $T_{сут}$= 24 ч. с интервалом дискретизации Δt = 1 мин. Для каждой ВЛ 500 кВ число записанных реализаций графиков, за один рассматриваемый год, составляло двадцать: по пять в январе, апреле, июле и октябре, в том числе с целью оценки изменения перетоков по временам года. Регистрация графиков проводилась для аналогичных рабочих дней недели. По графикам построены гистограммы распределения вероятностей θ-ординат перетоковP(t), которые аппроксимировались кривой «усеченного» нормального закона распределения с коэффициентами усечения $C_{ус}$ от 1,02 до 1,12 [2]. Для построения гистограмм количество разрядов статистического ряда распределения определялось по формуле Старджесса [5]:

$$L = 1 + 3{,}2 \lg N, \qquad (1)$$

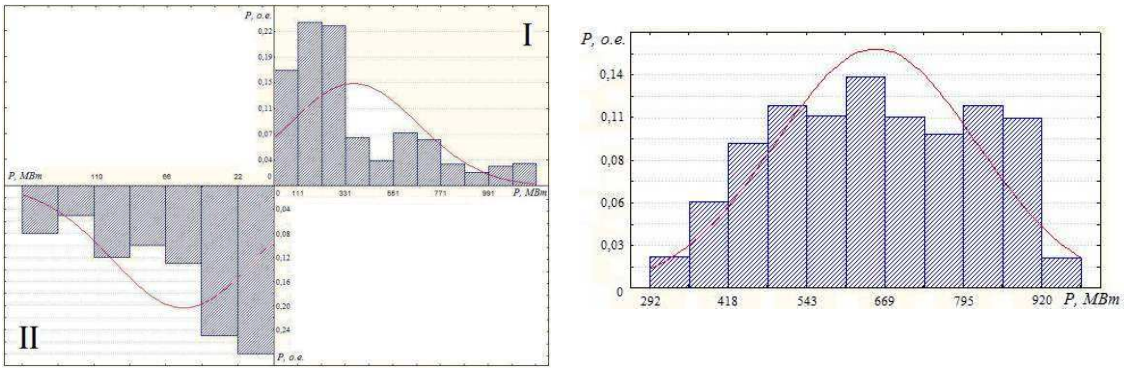
где N – объем выборки или количество дискретных ординат графиков перетоковP(t).

Ширина разрядов статистического ряда распределения находилась из выражения [5]:

$$h = \frac{R}{L} = \frac{P_{\theta\max} - P_{\theta\min}}{L}, \qquad (2)$$

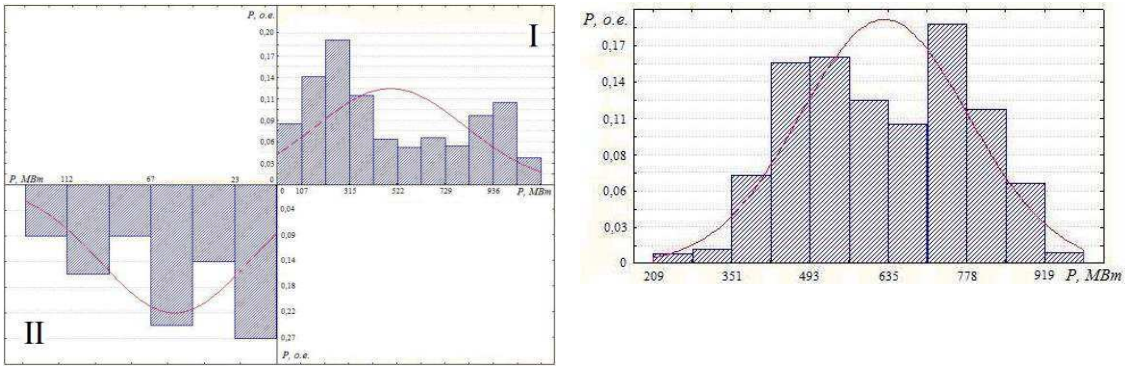
где R – размах выборки θ- ординат; $P_{\theta max}$,$P_{\theta min}$ – максимальное и минимальное значения θ-ординат графиков перетоковP(t).

Для примера на рис. 1, 2 и 3 приведены гистограммы для двух ВЛ 500 кВ, условно названных ВЛ 500 кВ A – B и ВЛ 500 кВ C – D.



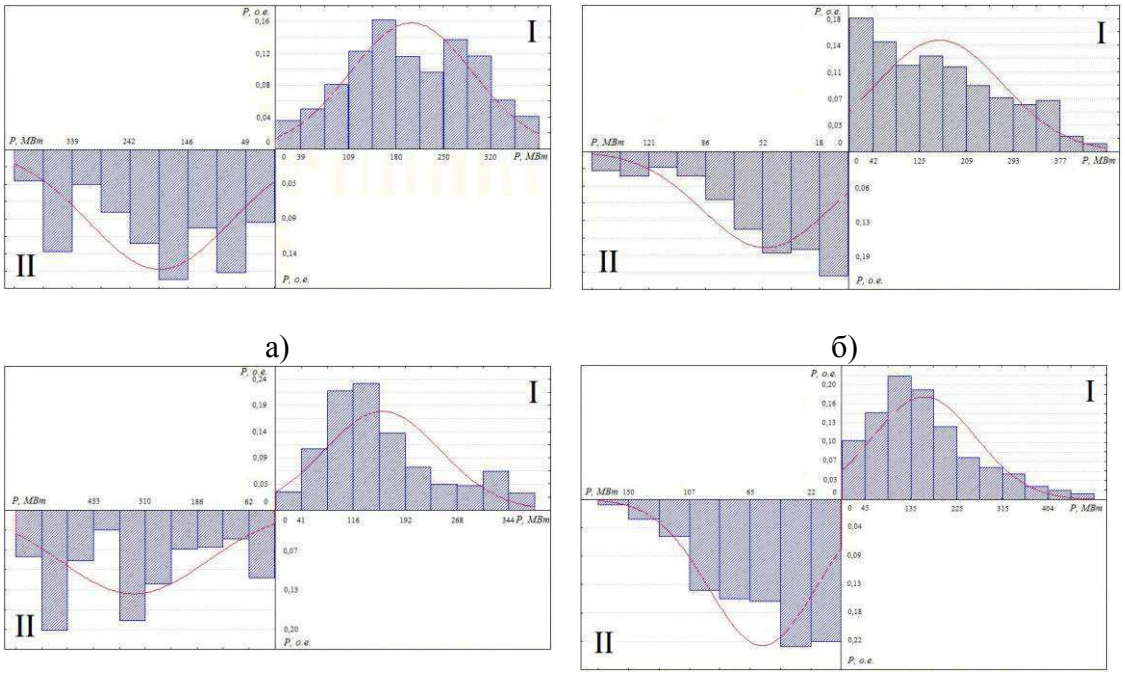
а) б)

Рис. 1. Гистограммы статистических распределений вероятностей θ-ординат графиков перетоков P(t) по ВЛ 500 кВ A – B за одни сутки: а) в январе (I –P_c = 366 МВт, σ_θ = 283 МВт; II – P_c = 55 МВт, σ_θ = 44 МВт); б) в апреле (P_c = 653 МВт, σ_θ = 224 МВт).



а) б)

Рис. 2. Гистограммы статистических распределений вероятностей θ-ординат графиков перетоков P(t) по ВЛ 500 кВ A – B за одни сутки:а) в июле (I –P_c = 490 МВт, σ_θ = 322 МВт; II – P_c = 55 МВт, σ_θ = 39 МВт); б) в октябре (P_c = 626 МВт, σ_θ = 213 МВт).



а) б)

в) г)

Рис. 3. Гистограммы статистических распределений вероятностей θ-ординат графиков перетоков P(t) по ВЛ 500 кВ C – D за одни сутки: а) в январе (I –P_c = 201 МВт, σ_θ = 90 МВт; II – P_c = 192 МВт, σ_θ = 117 МВт); б) в апреле (I – P_c = 161 МВт, σ_θ = 113 МВт; II – P_c = 50 МВт, σ_θ = 38 МВт); в) в июле (I –P_c = 158 МВт, σ_θ = 84 МВт; II – P_c = 335 МВт, σ_θ = 175 МВт); г) в октябре (I –P_c = 161 МВт, σ_θ = 101 МВт; II – P_c = 56 МВт, σ_θ = 37 МВт).

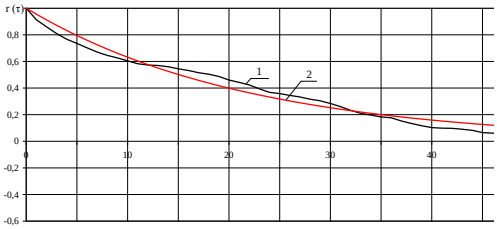
На рис. 1а), 2а) и 3а-г) характер реверсивных перетоков активной мощности P(t) по ЛЭП в течении одних суток, показывают две гистограммы, ввиду наглядности, расположенные сверху и снизу: в верхней части справа (I) представлены гистограммы для перетоков в одну сторону, а в нижней части слева (II) приведены гистограммы для перетоков в противоположную сторону. На рис. 1б) и 2б) показаны гистограммы для перетоков активной мощности P(t) по ВЛ 500 кВ A – B в одном направлении в течении одних суток. В подрисуночных надписях приведены рассчитанные средние значения P_c и среднеквадратические отклонения σ_θперетоков P(t) для своих гистограмм.

Проверка, проведенная с помощью критерия К. Пирсона χ^2, подтвердила, что с доверительной вероятностью 0,3÷0,6 экспериментальные законы распределения сходятся к «усеченному» нормальному закону распределения [2,4].

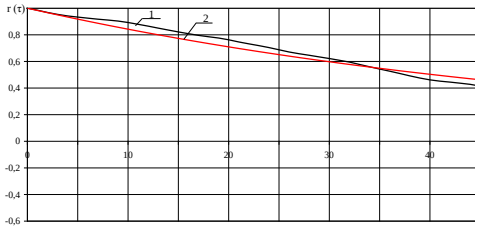
Проведенные исследования графиков перетоков активной мощности P(t) ВЛ 500 кВ свидетельствуют о том, что экспериментальные нормированные корреляционные функции (НКФ) описываются экспоненциальной НКФ [4]:

$$r(\tau) = \exp\left(-\alpha|\tau|\right). \qquad (3)$$

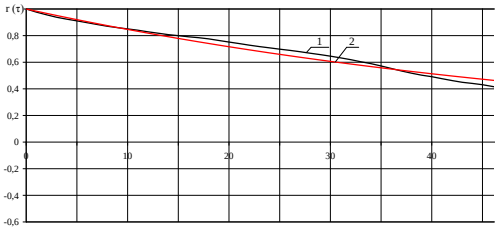
На рис. 4 и 5 для примера приведены экспериментальная НКФ графиковP(t)и аппроксимирующая ее теоретическая НКФ с выражениями вида описываемой функцией для ВЛ 500 кВ A – B и ВЛ 500 кВ C – D соответственно.



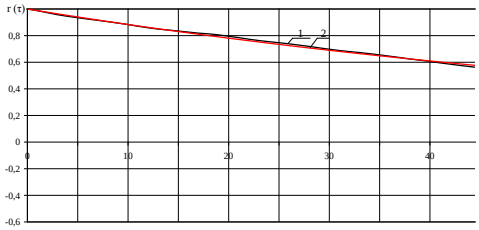
а) $r(\tau) = \exp(-0{,}046|\tau|)$



б) $r(\tau) = \exp(-0{,}017|\tau|)$



в) $r(\tau) = \exp(-0{,}017|\tau|)$



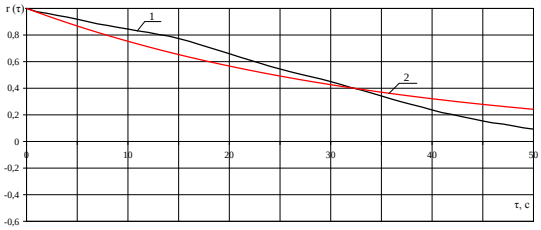
г) $r(\tau) = \exp(-0{,}012|\tau|)$

Рис. 4. Экспериментальная (1) и теоретическая (2) НКФ графиков перетоков P(t) для ВЛ 500 кВ А – В за одни сутки: а) в январе; б) в апреле; в) в июле; г) в октябре.

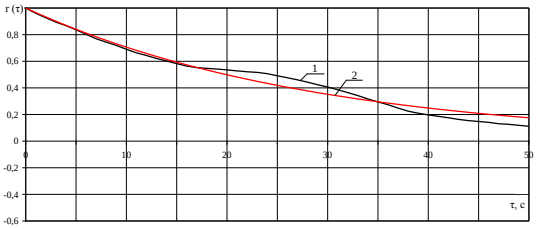
Построение и описание экспериментальных НКФвыполнялось с помощью программы Microsoft Office Excel по выражению [4]:

$$r_э(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^{m} P^*_{\theta k} P^*_{\theta l}}{\sigma^2_{\theta}(n-1)}, \qquad (4)$$

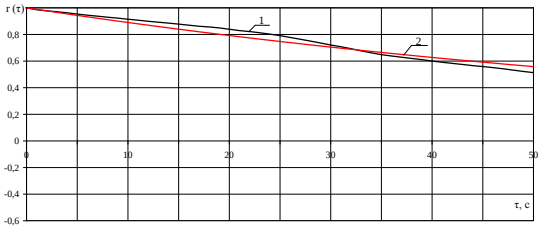
где $r_э(\tau)$– экспериментальная НКФ графиков перетоков P(t); σ_θ– среднеквадратическое отклонение случайного процесса изменения перетоков P(t) осредненное на интервале $\theta = \Delta t_a$; $P^*_\theta = P_\theta - P_c$ – центрированные значения перетоков P(t) в моменты времени k и l; n – количество ординат дискретного ГЭН.



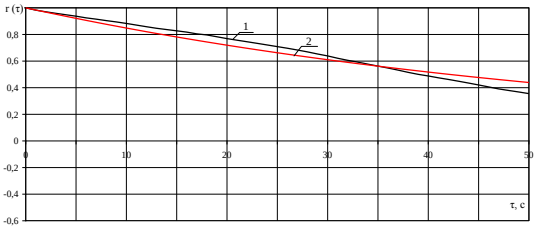
а) $r(\tau) = \exp(-0{,}028|\tau|)$



б) $r(\tau) = \exp(-0{,}035|\tau|)$



в) $r(\tau) = \exp(-0{,}012|\tau|)$



г) $r(\tau) = \exp(-0{,}016|\tau|)$

Рис. 5. Экспериментальная (1) и теоретическая (2) НКФ графиков перетоков P(t) для ВЛ 500 кВ С – D за одни сутки: а) в январе; б) в апреле; в) в июле; г) в октябре.

Оценка параметра α НКФ производилась по методу наименьших квадратов с использованием критерия минимума среднеквадратической погрешности [4]. Параметры α НКФприведены в табл. 1.

Таблица №1. Параметры экспоненциальной НКФ P(t) ВЛ 500 кВ

№	Наименование ЛЭП	Параметры НКФ
		α, $с^{-1}$
1.	ВЛ 500 кВ А – В (Рис. 4а)	0,046
2.	ВЛ 500 кВ А – В (Рис. 4б)	0,017
3.	ВЛ 500 кВ А – В (Рис. 4в)	0,017
4.	ВЛ 500 кВ А – В (Рис. 4г)	0,012
5.	ВЛ 500 кВ С – D (Рис. 5а)	0,028
6.	ВЛ 500 кВ С – D (Рис. 5б)	0,035
7.	ВЛ 500 кВ С – D (Рис. 5в)	0,012
8.	ВЛ 500 кВ С – D (Рис. 5г)	0,016

ВЫВОДЫ.

1. Установлено, что статистические законы распределения вероятностей θ-ординат графиков перетоков активной мощности P(t) по ВЛ 500 кВ, наблюдаемые в ОЗ ОЭС Средней Волги могут сходиться с доверительной вероятностью от 0,3 до 0,6, по критерию согласия χ^2 К. Пирсона, к «усеченному» нормальному закону распределения вероятностей.

2. Установлено, что НКФ графиков перетоков активной мощности P(t), исследованных ВЛ 500 кВ, описываются аналитическим выражением вида (3).

3. Использование результатов исследований позволяет снизить погрешности оценки расчетных значений перетоков активной мощности P(t) и потерь электроэнергии по ЛЭП при моделировании электрических режимов электроэнергетических систем при проектировании и эксплуатации системообразующих сетей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ. ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. – 360 с.

2. Идиатулин Р.Ф., Степанов В.П., Кротков Е.А. Расчет электрической нагрузки крупных энергоузлов, влияющих на электроэнергетический режим энергосистем. // Изв. вузов. Электромеханика. – 2014. - №3. – С. 158-159.

3. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.001-2013 «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», утвержденный и введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 18.01.2013 № 10.

4. Жежеленко И.В., Кротков Е.А., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 220 с.

5. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Изд. центр «Академия», 2003. – 576 с.

Научные руководители: В.П. Степанов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы» СамГТУ; Р.Ф. Идиатулин, к.т.н., диспетчер оперативно-диспетчерской службы Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА

В.А. Агапов
Оренбургский государственный университет, электроэнергетический факультет, кафедра электроснабжения промышленных предприятий

В конце 19 – начале 20 века разразилась яростная борьба между сторонниками двух родов тока. Самыми яркими сторонниками были Т.А. Эдисон, выступавший за постоянный ток, и Н.М. Тесла, выступающий за переменный ток. Решающим сражением оказалась Франкфуртская конференция, после которой электроснабжение стало переходить на трехфазный переменный ток. Против постоянного тока выдвигались такие аргументы, как высокая стоимость и малая надежность двигателей [1]. Однако в то время не рассматривался вопрос передачи электрической энергии на дальние расстояния, в этом случае переменный ток значительно уступает постоянному. Рассмотрим основные достоинства постоянного тока перед переменным.

Первое основное достоинство передачей постоянного тока – сравнительно небольшие потери при передаче энергии с переменным током. Из теоретических основ электротехники известно, что для передачи максимальной мощности в нагрузку в цепях переменного тока должно выполняться условие равенства сопротивления нагрузки(Z_H) сопротивлению источника линии. Следовательно, теоретически достижимый КПД достигает лишь 33%. Помимо этого, электроэнергия несколько раз трансформируется из одного напряжения в другое. Если учтем, что КПД трансформатора = 0.9, то КПД электроснабжения составит лишь около 0.2, и это грубо сказано [2].

Второе основное достоинство передачей постоянного тока – повышение уровня электробезопасности. Тело человека менее чувствительно к постоянному току. К примеру, постоянный ток 20-25мА вызывает лишь незначительное сокращение мышц, в то время как переменный в примерно таких же пределах вызывает уже паралич дыхания (при постоянном он может настать лишь при 90 – 110 мА) [3].

Третье основное достоинство передачей постоянного тока – при отсутствии трансформаторов по сети ЛЭП можно передавать и другие сигналы, например, кабельное телевидение, телефонная связь. Сигналы можно передавать и на переменном токе, но в таком случае нужно будет выдержать определенную схему, устанавливать конденсаторы, которую уменьшают помехи и в свою очередь увеличивают потери.

Четвертое основное достоинство - более высокая пропускная способность. Уравнение передачи активной мощности имеет вид:

$$P = \frac{U1 \cdot U2 \cdot \sin(\varphi)}{Z}, \qquad (1)$$

где P – активная мощность, U_1 и U_2 – напряжения на концах ЛЭП, φ – угол сдвига фаз между напряжениями на концах ЛЭП, Z – полное сопротивление линии. Сопротивление линии возрастает пропорционально длине линии, в связи с этим регулируют величину угла φ. Практика показывает, что увеличивать величину угла можно до величины не более 30˚, поскольку начинают появляться проблемы с динамической устойчивостью ЛЭП. При передаче же постоянным током, угол сдвига фаз не имеет значения. На рисунке 1 представлена зависимость протяженности линии от ее мощности при напряжении линии переменного тока 1000 кВ. Из графика видно, что мощность, поступающая потребителю, примерно после 1200 км начинает уменьшаться по экспоненте.

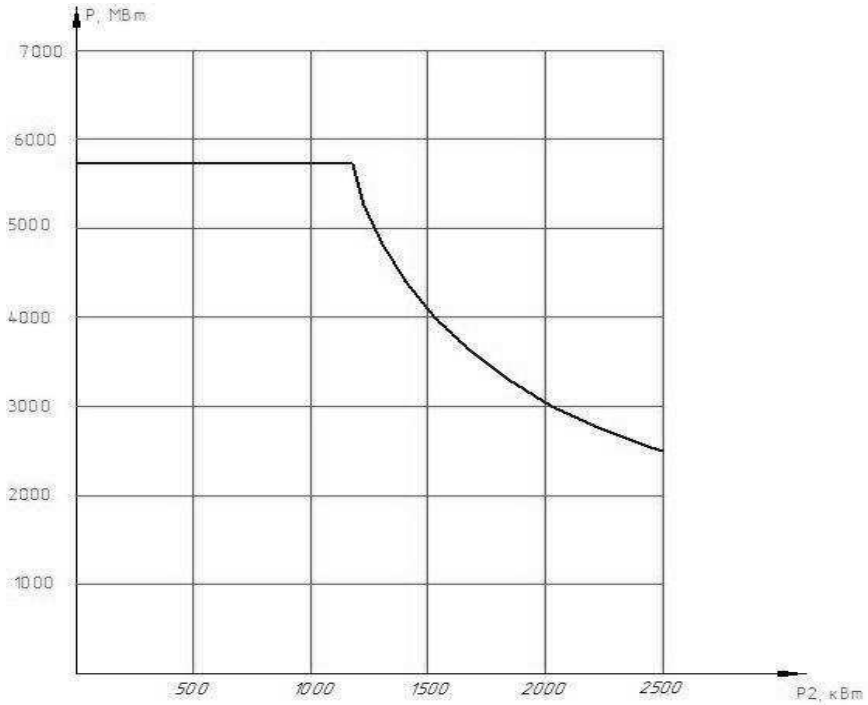


Рис. 1. Пропускная способность ЛЭП переменного тока.

При рассмотрении возобновляемых источников энергии, выгоднее использовать постоянный ток. Это подтверждают следующие факты:

- Солнечные батареи вырабатывают постоянный ток и требуют применение инверторов. Если исключить этот факт, то потери можно уменьшить примерно на 20%.
- Ветряные электростанции вырабатывают переменный ток, но при отсутствии ветра сеть питают аккумуляторы (их стоимость охватывает половину стоимости всей системы). А, как известно, аккумуляторы вырабатывают постоянный ток. И мы можем избавиться от инвертора, снова уменьшив потери.
- Мини-гидроэлектростанции могут генерировать как постоянный, так и переменный ток.

Сравним системы передачи постоянного и переменного тока. На рис. 2 показаны полные затраты на передачу мощности 12 кВт на расстояние 2000 км на переменном и постоянном токе. Наиболее оптимальным вариантом, как видно, является передача постоянного тока при напряжении 800 кВ, потери в линии достигают лишь 5-6%. Как видно из графика, чтобы уменьшить затраты на потери в линиях переменного тока повышают напряжение и увеличивают количество параллельных линий. Ярким примером эффективности передачи постоянным током является реверсивная система передачи электроэнергии постоянного тока, соединяющая Волжскую ГЭС и Михайловскую подстанции напряжением 750 кВ. КПД такой линии может достигать 90%.

Из всего вышесказанного следует, что линия постоянного тока намного выгоднее линии переменного тока. Однако существует ряд проблем обоснования передачи постоянным током. Основные проблемы – надежности и стоимостных показателей.

Проблема надежности включает в себя несколько параметров:

1. Коэффициент аварий неготовности.
2. Коэффициент неготовности по причине планового ремонта.
3. Коэффициент аварийных отключений полюса.
4. Коэффициент аварийных отключений двух полюсов одновременно.

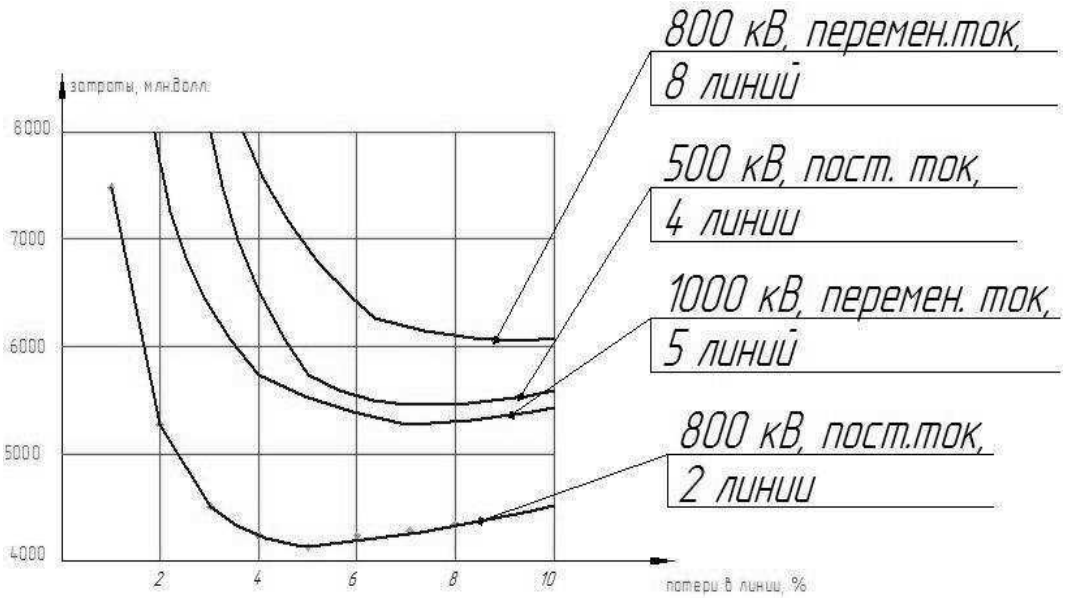


Рис. 2. Затраты на компенсацию, в ЛЭП, на подстанции в зависимости от величины потерь в линии.

По первым двум показателям линия постоянного тока показывает хорошие результаты, коэффициенты достигают 98-99%. Аварийные отключения полюса проявляются согласно соотношению (2)

$$3(1 + \mathrm{L})\ [1/\text{год}], \qquad (2)$$

где L – протяженность линии в тыс. км.. Следовательно, чем больше протяженность, тем больше будет вероятность появления отключений полюса. Аварийные отключения двух полюсов одновременно происходят намного реже, как правило, 1 раз в несколько лет, но являются более серьезной проблемой. В таком случае используют противоаварийную автоматику (ПА). В данном случае задаются вопросами о допустимости использования ПА в необходимых объемах и о достаточности располагаемых объемов на отключение потребителей действием ПА. К примеру, передача постоянного тока в Итайпу реализована в виде двух независимых линий половинной мощности, чтобы решить проблемы недостаточного объема действия ПА. В другом случае выполняют линейную часть передачи постоянного тока на двух отдельных системах опор, это приведет к повышению надежности работы, но и удорожит систему на 30-40% [4].

Для некоторого оборудования возникают трудности с принятием определенных стоимостных показателей. Это связано с малым опытом при проектировании по необходимым установкам. А поскольку линии постоянного тока практически не проектируются, то данная проблема весьма актуальна. Также, в данный момент времени оборудование заказывают преимущественно у зарубежных фирм, поскольку отечественные установки по некоторых характеристикам хуже и относительно дороже. Однако начальная цена может не соответствовать конечной ввиду проведения тендеров. В связи с этим к иностранным фирмам относятся настороженно.

Смоделируем в Matlab’е подсистему компенсированной ЛЭП постоянного тока. На рисунке 3 показана данная модель.

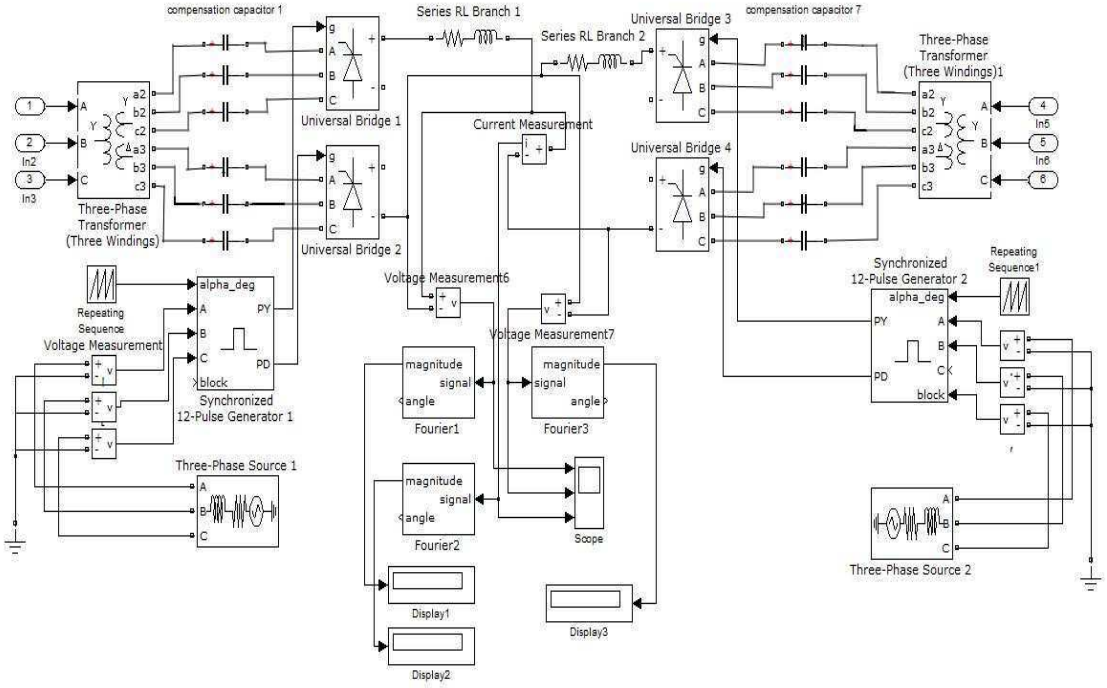


Рис. 3. Модель подстанции.

Процесс перехода из генератора к потребителю реактивной мощности сопровождается потреблением активной мощности. При этом инверторная подстанция переходит в режим генератора и в ней нарастает активная мощность. Выпрямительная подстанция отдает активную мощность в линию электропередач, инверторная же подстанция, напротив, принимает активную и реактивную мощности и генерирует реактивную. При сравнении инверторной и выпрямительной подстанций, можно убедиться в том, что прилегающие энергосистемы могут быть разных частот. Инверторная подстанция показывает высокую устойчивость инверторного режима компенсированного преобразователя, из-за него инвертор может становиться генератором реактивной мощности. Его устойчивость повышается при увеличении напряжения на конденсаторах. Данный комплекс работает в 12-фазном режиме преобразования, генерируя высшие гармоники 11,13,23,25 и т.д.. Компенсирующие конденсаторы содержат высшие гармоники напряжения 5,7,11,13 и т.д.. Исследуем аварийные переходные процессы, при которых случается опрокидывание инвертора на приемной подстанции. Поскольку управляющие импульсы имеют высокую скорость движения, то углы безопасности тиристоров, через которые проходит ток, уменьшаются до такой степени, что будет невозможно восстановить запирающие свойства вентилей. К тому же вентили продолжают работать, а токи в них беспрерывно растут. На конденсаторах возникают перенапряжения, как и на всем оборудовании. В линии электропередач увеличивается ток. Все это соответствует возрастанию токов и напряжений на выпрямителях. Аварийный режим прекращается вследствие действия релейной защиты. [5]

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что передача постоянным током является своего рода энергосберегающей технологией, поскольку наблюдаются значительно меньшие потери, нежели при передаче переменным током. На сегодняшний день разрабатываются проекты по передачи большой мощности на дальние расстояния, и они осуществляются только на постоянном токе с использованием подстанций, примерная модель которых была смоделирована в Matlab’е. Также разрабатываются проекты, в которых совмещаются линии постоянного и переменного тока, к примеру, с мощной линией постоянного тока параллельно сооружают линию переменного с более низким напряжением.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Виргинский, В.С. Очерки истории науки и техники, 1870–1917 гг. [Текст] / В.С.

Виргинский, В.Ф. Хотеенков. – М.: Просвещение, 1988. – 157 с.
2. Дуюнов, Д.А. Об эффективности систем электроснабжения [Текст] / Д.А. Дуюнов, А.В. Пижанков, С.Н. Левачков // Электрик. – 2004. – №1. – С. 22.
3. Что необходимо знать о влиянии электрического тока на человеческий организм? [Электронный ресурс] // Школа для электрика. – Режим доступа: http://electricalschool.info/main/electrobezopasnost/93-chto-neobkhodimo-znat-o-vlijanii.html (дата обращения 15.02.2014).
4. Кощеев, Л.А. Перспективы использования передачи постоянного тока в России [Текст] / Л.А. Кощеев, М.И. Мазуров, В.А. Шлайфштейн // ЭЛЕКТРО. – 2008. – №6. – С. 18-22.
5. Хохлов, Ю.И. Моделирование электромагнитных процессов в межсистемной компенсированной ЛЭП постоянного тока с примыкающими энергосистемами разных частот [Текст] / Ю.И. Хохлов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2005. – №9. – С. 4-10.

Научный руководитель: С.В. Митрофанов, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий ОГУ.

КОНСТРУКТОР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ АВВСРВ245 / СРВ550

О.С.Возисова, А.С.Казанцев, Д.А.Фирсова
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина.
Уральский энергетический институт.
Автоматизированные электрические системы

Цели и задачи

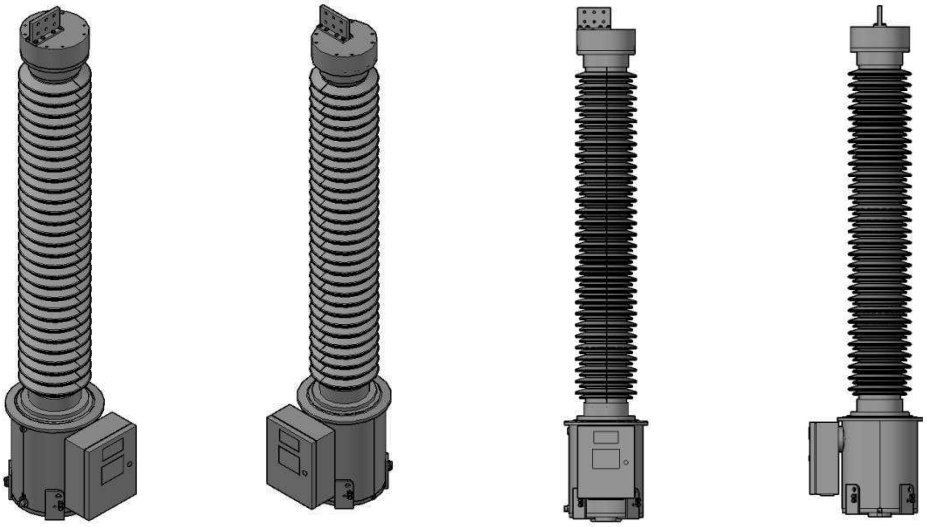
В настоящее время система образования, обеспечивающая подготовку студентов-выпускников и специалистов для нужд электроэнергетической отрасли, поставлена в новые условия функционирования, вынуждающие образовательные учреждения сокращать и снижать финансовые, временные и другие издержки на образовательную деятельность. Повысить эффективность обучения специалистов могут экскурсии на энергообъекты, но по причине удалённости объектов электроэнергетики, ограниченного доступа, численности рабочей группы и других факторов, доступ на объекты имеет небольшое количество учащихся. В итоге основное обучение студентов и персонала энергокомпаний осуществляется на основе мультимедийных технологий с применением фото- и видеофайлов. Обучение проектированию, монтажу и инжиниринговым работам осуществляется в формате плоских (2D) чертежей на бумажном или электронном носителе, выполненных в различных программных комплексах.

При таком подходе к обучению фактически отсутствуют возможности донести до учащихся проблемы и знания о внешнем виде оборудования, его детализации и наглядности его устройства, принципах действия, назначения, конструктивного выполнения, оперативного управления, проблемах монтажа, правилах сборки и технической эксплуатации. Все эти факторы, в конечном счёте, приводят к несоответствию выпускника вуза требованиям компаний-работодателей.

С сентября 2013 г. кафедра АЭС УралЭНИН УрФУ (г.Екатеринбург) реализует долгосрочный проект «Конструктор электроэнергетических систем», связанный с внедрением и освоением студентами высокотехнологичного производства [1-2]. Одной из

текущих и постоянно поддерживаемых работ является модель измерительного трансформатора напряжения CPB245/CPB550 фирмы ABB. В настоящее время модель-конструктор поддерживается и выпускается в масштабе 1/35 (Рисунок 1).

Конструктор выполняется на основе методов и технологий масштабного моделирования с применением новейших промышленных систем объёмного проектирования, 3D принтеров. Такой подход к производственному процессу позволяет производить уменьшенные копии (масштабные модели) силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем и обеспечить их высокую внешнюю точность и идентичность (копийность). Очевидным преимуществом масштабного моделирования является обеспечение наглядности изучаемого или управляемого объекта.



a) b) c) d)

Рисунок 1 - 3DCAD модель трансформатора напряжения
a,b) вид сверху-справа/слева; c) вид спереди; d) вид слева;
e, f) вид сверху-справа/слева

Технология производства

В ходе научно-технических разработок нами определено несколько производственных и технологических этапов, позволяющих организовать серийное производство масштабных моделей оборудования.

Среди технологических и производственных этапов можно выделить основные:

1. проектирование в программном комплексе;
2. формирование матрицы спроектированного оборудования (позитив);
3. изготовление пресс-форм для серийного производства (негатив);
4. серийное производство позитива на основе негатива;
5. сборка, грунтовка, окраска, тонировка.

Для проектирования на ранних стадиях используются компьютеры с программными комплексами, которые позволяют выполнять объемные чертежи. Для выпуска прототипа используются различные технологии 3D печати.

Создание трансформатора напряжения

Создание модели трансформатора напряжения ТН было реализовано студентом 5 курса Казанцевым А.С., под руководством Егорова А.О. доцента кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ. На создание такой модели в CAD-программном комплексе было потрачено 3 месяца рабочего времени. Срок изготовления модели (печати) на 3D принтере составил 24 часа. Базовый конструктор данной модели трансформатора напряжения ABB CPB245/CPB550 выполнен в масштабе 1/35 и состоит из 20 деталей. (Рисунки 2-5).

В них входит:

1. первичный ввод (1 деталь)

2. шкаф вторичных коммутаций (2 детали)
3. петли для подъема (4 детали)
4. опорные изоляторы (4 детали)
5. масляный бачок (4 детали)
6. соединительные муфты и фланцы изоляторов (5 деталей)

Готовая масштабная модель трансформатора напряжения имеет габариты 162×13,3×11 мм (высота×, диаметр масляного бачка×кожух ввода). Собранная модель трансформатора напряжения и литник напечатанный на 3D принтере представлен на рисунках 4 и 5 соответственно.

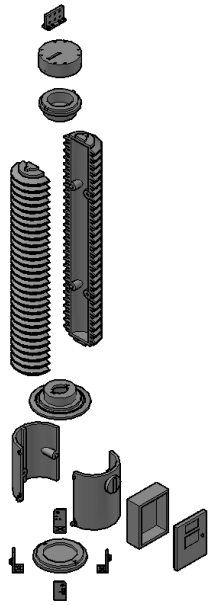


Рисунок 2. Конструктор трансформатора напряжения в процессе CAD-сборки

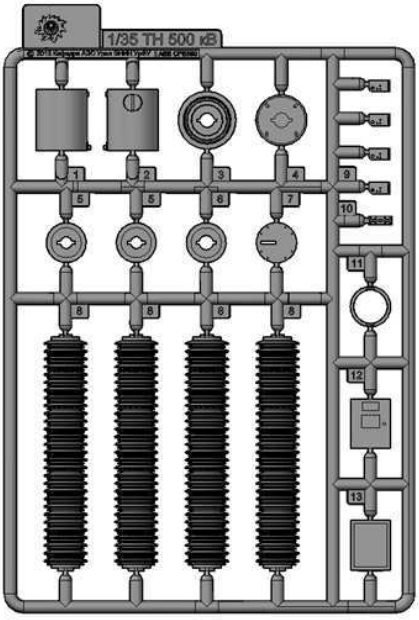


Рисунок 3. Детали конструктора в литнике

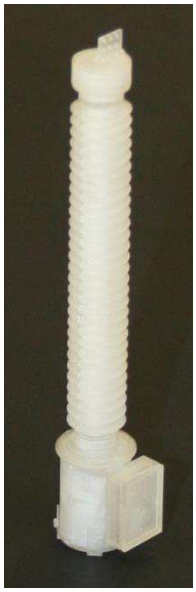


Рисунок 4. Собранный конструктор ТН

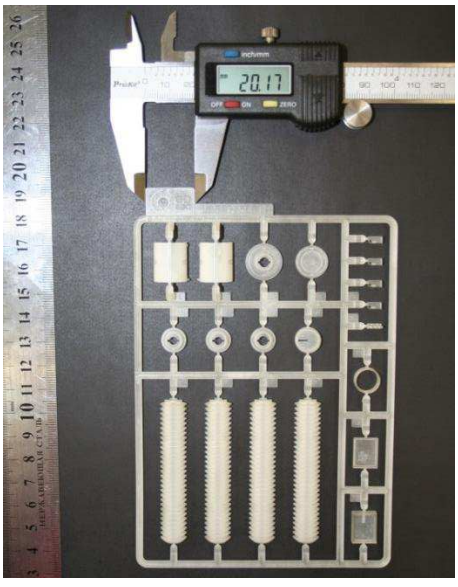
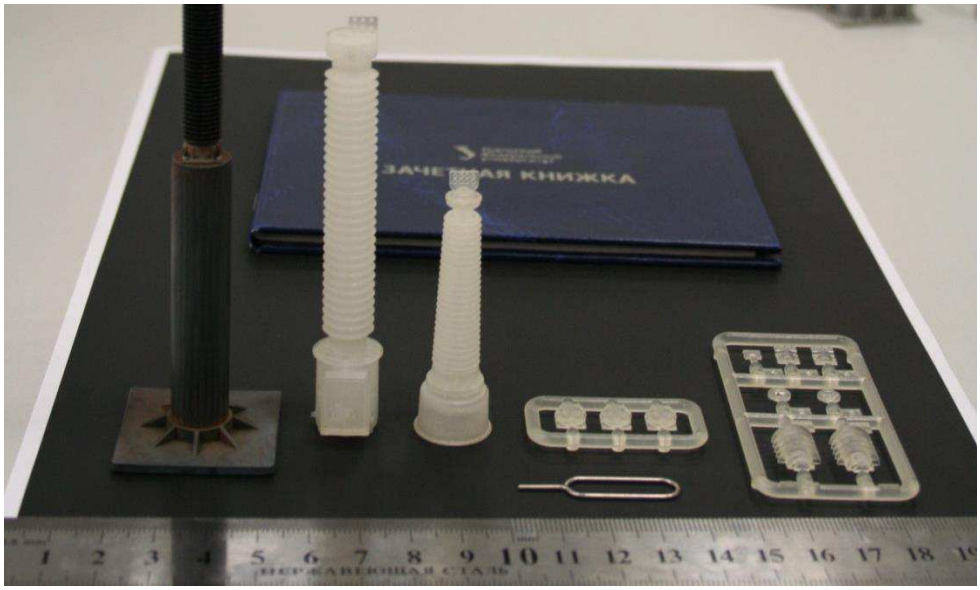


Рисунок 5. Напечатанная на 3D принтере матрица конструктора трансформатора напряжения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Конструктор масштабных моделей силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем создается для образовательных и инжиниринговых целей. Целая команда студентов и молодых учёных УралЭНИН кафедры АЭС трудится над созданием полного парка масштабных моделей силового оборудования, под руководством Егорова А.О. На данном этапе осуществляется постановка производственных процессов, предусматривающих серийное производство, большими тиражами.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вяткина М.В., Егоров А.О., Ерошенко С.А., Тавлинцев А.С., Тренина Е.М. Конструктор электроэнергетических систем. Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Сборник материалов всероссийской студенческой научно-практической конференции и выставки работ студентов, аспирантов и молодых учёных с международным участием. г.Екатеринбург, 17-20 декабря 2013 г. стр.59.

2. Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V.,Murashev D., Tavlintsev A.,Eroshenko S., Kuzin P. Electric power systems kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science, ICAEES 2014; Guangzhou; China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research, 1008-1009, pp 1166-1170

Научный руководитель: А.О.Егоров, к.т.н, доцент, Уральский Федеральный университет имени первого президента России Б.Н.Ельцина, Уральский Энергетический институт, кафедра «Автоматизированные электрические системы».

ПАССИВНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЕМ С ПОМОЩЬЮ ЗАМЕНЫ ПРОВОДА «АС» НА «AERO-Z»

К.А. Христофариди, Д.А. Костюков, К.А. Костюков
Северо-Кавказский Федеральный Университет

Несмотря на многочисленные разработки различных методов борьбы с гололедообразованием плавка гололеда с помощью постоянного тока и токов КЗ в настоящее время является основным мероприятием по предотвращению гололедных аварий в электрических сетях. Одним из главных недостатков этих методов плавки гололеда является отключение потребителей электроэнергии от электроснабжения. Разрабатываемые в настоящее время методы (пассивные, механические) борьбы с гололедом лишены этого недостатка. Поэтому необходимо рассматривать внедрение новых методов и способов борьбы с гололедом.

В данный момент Ставропольский край имеет 4 район по гололедообразованию. [1] Что является достаточно серьезной проблемой для линий электропередач (ЛЭП) и для энергосистемы в целом. Для борьбы с гололедом в Ставропольском крае применяется метод плавки токами короткого замыкания. При плавке гололеда током короткого замыкания обогреваемую линию следует закорачивать с одного конца, а с другого к ней необходимо подвести напряжение, достаточное, чтобы обеспечить протекание по проводам требуемого для плавки тока.

Недостаток данного метода заключается в следующем:

- Отключение линии на время плавки гололеда
- Увеличении потерь в ЛЭП
- Механический износ изоляции
- Использование метода возможно в сетях напряжением 110 кВ и ниже
- Возможна плавка гололеда на проводах сечением ниже 300 мм^2

Учитывая недостатки данного метода, предложим альтернативный метод плавки гололеда – использование проводов фирмы NexansAERO-Z.

Наиболее оптимальным решением проблемы обледенения и налипания снега на проводах является создание конструкции провода, исключающей гололедообразования на его поверхности. И такие провода предложены на российский рынок бельгийской компанией NEXANS: компактные провода нового положения марки AERO-Z. Провода алюминиевые, изготавливаются с гладкой наружной поверхностью, набранной из проводов Z-образного профиля с тщательно подобранным шагом скрутки. Внутренние слои составляются из проволоки круглого профиля. Практически идеально гладкая поверхность противостоит снегу и обледенению. По данным компании NEXANS, образование ледяных «рукавов» становится более затруднительным и даже невозможным[2].

В Центральных электрических сетях «Ставропольэнерго» одной из самых отключаемых ВЛ по причине гололеда являются линии «Т-302 – ПС Круголесская» и «ПС Круголесская – ПС Александровская». Плавка гололеда на этих ВЛ проводится по методу токов короткого замыкания. Предлагаем произвести замену проводов АС на провода AERO-Z. Используя данные, полученные от службы электрических режимов Северокавказского РДУ, составлена таблица 1.1.

Расчет инвестиционной привлекательности проекта проводился по методу числа часов наибольших потерь электроэнергии.

Таблица 1.1 – Динамика изменения числа часов максимальной нагрузки Тнб.

Район\год	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	среднее
Ставропольский край (СЭ)	5736	5604	6097	5858	5968	6048	6054	5909,286

$$\tau_{\text{i}} = (0{,}124 + \frac{T_{НБi}}{10000})^2 \cdot 8760 \quad (1)$$

где $T_{нбi}$ – число часов использования максимальной нагрузки.

$$\tau_{СЭ} = (0{,}124 + \frac{5909{,}286}{10000})^2 \cdot 8760 = 4477{,}436ч$$

Таблица 1.2 – Потери ЭЭ до и после замены проводов марки АС на AERO-Z

Наименование линии	Провод АС		Провод AERO-Z	
	Потери ЭЭ, 1000 кВт×ч	Среднее значение потерь ЭЭ на плавку гололеда, 1000 кВт×ч	Потери ЭЭ, 1000 кВт×ч	Среднее значение потерь ЭЭ на плавку гололеда, 1000 кВт×ч
Л 45 и Л 253				
Л 45 Т 302 – ПС Круглолесская	6314301		4805462	
Л 253 ПС Круглолесская - ПС Александровская	2255557		1716578	
Итого	8569858	14,763	6522040	

Рассчитаем эффект снижения потерь электроэнергии для линий «Т 302 – ПС Круглолесская» и «ПС Круглолесская - ПС Александровская».

$$Э = \sum_{\text{i=1}}^{\text{n}} (\Delta P_{0\text{i}} - \Delta P_{\text{i}}) \cdot \tau_{\text{i}} + (\Delta P_{0\text{i}nn} - \Delta P_{\text{i}nn}) \quad (2)$$

где ΔP_{0i} – потери активной мощности до внедрения альтернативного метода;
ΔP_i – потери активной мощности после внедрения альтернативного метода;
τ_i– число часов наибольших потерь электроэнергии по районам.

$$Э = 8569{,}858 + 14{,}763 - 6522{,}04 = 2062{,}581МВт*ч$$

Тогда суммарный доход в год от замены провода будет составлять:

$$Д_{\text{m}} = Э \cdot \beta, \quad (3)$$

$$Д_{\text{m}} = 2062{,}581 \cdot 799{,}5 \cdot 10^{-6} = 1{,}649млн.руб.$$

Стоимость замены провода составляет 29,38 млн. руб. Единовременные капиталовложения в проект с учетом установки оборудования составят 38 млн. руб.

Ликвидационную стоимость основных фондов ориентировочно можно определить по формуле (4):

$$К_{л} = \sum_{\text{j=1}}^{\text{J}} \text{K}_{\text{j}} \cdot (1 - \alpha \cdot \frac{\text{t}}{100}) \quad (4)$$

$$К_{л} = 29{,}38*(1-1{,}5*25/100) = 18{,}36 \text{ млн.руб}$$

где $j = \overline{1, J}$ - перечень имеющихся основных фондов;

K_j – первоначальная стоимость основных фондов j-го вида;

α – норма амортизационных отчислений, % (1,5 для ЛЭП);

t – срок службы, лет.

Формула для определения ЧДД имеет вид (5):

$$ЧДД = \sum_{m=0}^{n}\left(\frac{Д_m - И_m}{(1+E)^m} + \frac{К_л}{(1+E)^m}\right) - К \quad (5)$$

$$ЧДД = \sum_{m=0}^{25}\left(\frac{1{,}649}{(1+0{,}12)^{25}} + \frac{18{,}36}{(1+0{,}12)^{25}}\right) - 29{,}38 = 0{,}045 млн.руб$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом неравномерности эффектов (затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени. Логика критерия чистого дисконтированного дохода такова:

1. Если ЧДД < 0, то проект убыточен.

2. Если ЧДД = 0, то это не прибыльный и не убыточный инвестиционный проект. В случае его принятия благосостояние организации не изменится, но в то же время объемы производства возрастут, компания увеличится в масштабах.

3. Если ЧДД >0, то это прибыльный инвестиционный проект.

Таблица 1.3 – Расчет технико-экономических показателей

Наименование линии	L, км	Технико-экономические показатели			
		$К$, млн.руб.	$К_л$, млн.руб.	$Д_m$, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.
Л 45 и Л 253					
Л 45 Т 302 – ПС Круглолесская	45,03	21,03327	13,144	1,18	
Л 253 ПС Круглолесская - ПС Александровская	17,87	8,346981	5,216	0,468	
Итого	62,9	29,38025	18,36	1,649	0,045

Расчеты показывают, что замена провода марки АС на AERO-Z для Л 45 и Л 253 является инвестиционно привлекательным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате внедрения данного проекта:

1. Увеличивается надежность линий в зимний период из-за уменьшения вероятности гололедообразования.
2. Сокращается объем затрачиваемой электроэнергии на плавку гололеда.
3. Снижение расходов на эксплуатацию ВЛ оперативным персоналом в зимний период(оперативные переключения для плавки гололеда, выезд персонала на линию, осмотр ВЛ на предмет гололедообразования).
4. Увеличивается пропускная способность линии.
5. Уменьшается вероятность возникновения внутренней коррозии проводов.
6. Уменьшается вероятность возникновения пляски в проводах ВЛ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. http://angar21.ru/karta-gololednih-nagruzok-rossii
2. http://energobud.com.ua/ru/konferentsii/11-publikatsii/77-ispolzovanie-provodov-marki-aero-z-i-spiralnoj-armatury-k-nim-pri-rekonstruktsii-suschestvujuschih-lep.html

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧЕТЫРЁХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В РОССИИ

Д.И. Близнюк, П.Ю. Банных, А.И. Хальясмаа
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
УралЭНИН, кафедра АЭС

Введение

С развитием и усложнением ЕЭС России возрастают требования к надёжности её работы. Поиск нового улучшенного способа передачи электрической энергии в условиях изменившейся рыночной конъюнктуры заставляет создавать и анализировать различные технические решения. Одним из возможных вариантов для решения рассматриваемых задач может являться использование четырехфазной передачи (ЧЭП). Повышение качества и надежности электроснабжения в этом случае реализуется за счёт повышенной устойчивости и возможности длительной работы четырехфазной системы в неполнофазном режиме.

ЧЭП состоит из двух основных элементов: четрехфазной линии электропередачи и фазопреобразующего трансформатора (ФПТ) [1]. ЧЭП базируются на четырёхфазной системе переменного тока со сдвигом фаз на 90˚, а ФПТ выполняется на основе схемы Скотта. Такая реализация позволяет рассматривать ЧЭП в качестве альтернативы традиционным трехфазным линиям электропередачи.

Для определения области потенциального применения ЧЭП в данной статье приводятся результаты анализа её использования для различных классов напряжения: 500 кВ (межсистемная связь двух сетей 220 кВ), 110 кВ (линия в сложнозамкнутой сети) и 10 кВ (линия в радиальной сети).

Анализ электрических режимов

Для принятия проектных решений по внедрению четырёхфазных электрических сетей в эксплуатацию необходим анализ их установившихся режимов. Данный анализ позволит определить допустимость режимов сети после внедрения четырёхфазных ЛЭП, а также степень их влияния на режимные параметры системы.

В настоящее время не существует программной реализации расчёта установившихся режимов четырёхфазных систем. Рассчитывать установившийся режим четырёхфазных систем, а также смешанных систем, включающих в себя четырёхфазные и трёхфазные элементы, возможно с помощью уравнений узловых напряжений (УУН). В [2] авторами было определено, что для параметров четырёхфазных элементов в УУН необходимо использовать коэффициенты приведения ($3/4$ - для продольных сопротивлений и $4/3$ - для поперечных проводимостей). Значения остальных параметров остаются без изменений, как и форма самой системы уравнений.

В данной статье алгоритм расчёта установившихся режимов смешанных сетей, основанный на данных правилах, был реализован с помощью программного комплекса «RastrWin»[3]. Данный программный комплекс имеет интерфейс, позволяющий реализовывать пользовательские алгоритмы (макросы) обработки исходных и расчётных данных. Разработанный алгоритм выполняет приведение параметров четырёхфазных элементов и пересчёт некоторых физических величин (например, полной мощности четырёхфазных элементов) с учётом увеличенного числа фаз.

В качестве анализируемого был выбран наиболее тяжёлый нормальный режим – режим зимних максимальных нагрузок для участка электрической сети в составе ОЭС Урала. Выполнен анализ режимов для вариантов использования трёхфазной и четырёхфазной ВЛ на каждом классе напряжения. Послеаварийные режимы, связанные с однофазными повреждениями исследуемой четырёхфазной линии, не рассматривались, т.к. в этом случае режим будет аналогичен нормальному режиму при использовании трёхфазной линии (четырёхфазная ЛЭП может длительно работать в трёхфазном режиме). Послеаварийные

режимы, связанные с отключением исследуемой линии будут выглядеть аналогично для обоих вариантов, поэтому они также не были рассмотрены.

Исследуемая ВЛ 500 кВ является связью между крупными энергоузлами анализируемой энергосистемы. Она шунтируется сетью 220 кВ. ВЛ 110 кВ является частью сложнозамкнутой распределительной сети. ВЛ 10 кВ находится в радиальной сети системы внешнего электроснабжения промышленного предприятия. Результаты расчёта электрического режима для всех исследуемых электропередач сведены в таблицу 1.

Как видно из таблицы, для случая ВЛ 500 кВ переток мощности в четырёхфазной ЛЭП, благодаря уменьшенному сопротивлению, увеличен по сравнению с трёхфазной линией. Также уменьшена величина потерь. Не смотря на уменьшенное сопротивление, падение напряжения в четырёхфазной ЛЭП 500 кВ значительно не изменилось.

При введении четырёхфазной передачи в сеть 110 кВ перетоки мощности, напротив, уменьшились. Это связано с тем, что в сеть 110 кВ необходимо включение фазопреобразующих трансформаторов по концам четырёхфазной ЛЭП. В случае использования трёхфазной ВЛ трансформаторы для её подключения не используются. Остальные параметры существенно не изменились.

Таблица 1. Результаты расчёта установившегося режима

Параметр		ВЛ 500 кВ		ВЛ 110 кВ		ВЛ 10 кВ	
		3ф.	4ф.	3ф.	4ф.	3ф.	4ф.
Параметры линии	R, Ом	7,5	5,63	10,8	8,1	1,75	1,31
	X, Ом	76,5	57,38	20,81	15,61	3	2,25
	B, мкСм	-985	-1313,3	-145,7	-194,3	-	-
Напряжение, кВ	в начале	507,09	524,67	112,26	112,7	9,98	9,99
	в конце	514,16	532,33	115,12	114,35	8,51	9,06
	разность	7,07	7,66	2,86	1,65	1,47	0,93
Переток мощности, МВА	в начале	1181-j80	1241-j79	14-j9	8-j9	5,2+j0,9	5,7+j1,4
	в конце	1141-j239	1210-j26	14-j8	8-j7	4,7+j0,1	5,2+j0,6
Потери мощности продольные, МВА		41+j416	31+j314	0,2+j0,4	0,1+j0,2	0,5+j0,8	0,5+j0,8
Ток по линии, А	в начале	1308	999	85	47	305	253
	в конце	1348	1011	80	40	305	253

В тупиковой радиальной линии 10 кВ в случае четырёхфазного исполнения значительного изменения параметров не наблюдается. Однако уменьшилось падение напряжения, что весьма актуально для распределительных сетей.

Из результатов расчёта электрических режимов можно сделать вывод, что использование четырёхфазных электропередач допустимо на всех классах напряжения. Однако наибольший положительный эффект имеет внедрение четырёхфазной ВЛ 500 кВ, т.к. в этом случае увеличивается передаваемая мощность при уменьшенной величине потерь мощности при передаче.

Экономический анализ

Одним из ключевых вопросов при внедрении любой новой технологии является экономический анализ проекта. В ходе экономического анализа сравнивались приведённые затраты для каждого варианта, учитывались капиталовложения в ЛЭП, ячейки трансформаторов. Расчёт экономических показателей выполнен на основе методики, приведённой в [4]. Приняты следующие исходные данные:

- коэффициент экономической эффективности – 0,2;
- все провода сталеалюминевые;
- длины линий: ВЛ 500 кВ – 247 км, ВЛ 110 кВ – 51 км, ВЛ 10 кВ – 7 км;
- трансформаторная мощность подстанций: ПС 500/220 кВ – 3х500 МВА, ПС 110/110кВ – 25 МВА, ПС 110/10кВ – 10 МВА, ПС 10/0,4кВ – 10 МВА;
- величина потерь получена из расчёта установившегося режима;
- коэффициент перевода базисных цен на 01.01.2000 на цены III квартала 2014 г. – 4,06.

Результаты экономических расчётов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Экономические расчёты (все стоимости приведены в млн. руб.)

Показатель	ВЛ 500 кВ		ВЛ 110 кВ		ВЛ 10 кВ	
	3ф.	4ф.	3ф.	4ф.	3ф.	4ф.
Капиталовложения в ВЛ	3338,9	4451,9	226,6	302,2	23,0	30,6
Стоимость ячеек трансформаторов	1389,9	1598,4	0,0	62,0	21,8	25,0
Стоимость годовых потерь в ВЛ и трансформаторах	12,5	9,1	0,7	0,7	0,1	0,1
Приведённые затраты млн.руб./год	958,2	1219,2	46,0	73,6	9,1	11,3
Разница в приведённых затратах между трёхфазным и четырёхфазным вариантом	27%		60%		24%	

При данной постановке задачи использование четырёхфазных электропередач действительно оказывается дороже, чем трёхфазных. Это объясняется увеличенным числом фазных элементов, разница в потерях не способна сбалансировать увеличенные капиталовложения в оборудование.

Наиболее существенная разница в приведённых затратах наблюдается для варианта ВЛ 110 кВ. Это объясняется тем, что в этом случае только для подключения четырёхфазной линии необходимо использование трансформаторов. Их наличие также не позволяет снизить потери в сравнении с трёхфазным вариантом.

Для варианта межсистемной связи 500 кВ разница приведённых затрат трёхфазного и четырёхфазного варианта составляет 27%. Увеличение стоимости позволяет, прежде всего, увеличить надёжность связи, за счёт лучшей статической устойчивости четырёхфазной линии и возможности её работы при устойчивых однофазных повреждениях и ремонтах. В ряде случаев, возможно рассматривать четырёхфазную линию как альтернативу двум трёхфазным, считая их надёжность примерно одинаковыми (т.к. на высоких классах напряжений преобладают именно однофазные повреждения). Заметим, что в этом случае использование четырёхфазной передачи окажется экономически выгоднее.

Для варианта ВЛ 10 кВ получена аналогичная разница между приведёнными затратами. Следует отметить, что для реализации данного варианта, необходимо всю секцию шин 10 кВ перевести на четырёхфазный режим работы, т.к. заданный трансформатор 110/10 кВ работает не только на одну выбранную линию.

В целом, такое решение увеличит надёжность работы сети 10 кВ. Рассматривать четырёхфазную ЛЭП 10 кВ как альтернативу двум трёхфазным сложно, так как появляется заметная разница в надёжности по причине частых междуфазных КЗ в сетях низких классов напряжений. А также в связи с тем, что в нормативных документах РФ на сегодняшний день регламентируется подключение потребителей I и II категорий надёжности минимум к двум источникам питания.

ВЫВОДЫ

Произведённый анализ показал, что использование ЧЭП в ЕЭС России возможно на

любых классах напряжений. Однако в кольцевых и сложнозамкнутых сетях (распределительных сетях 110-220 кВ) их внедрение связано с подключением дополнительных элементов – ФПТ, – что понижает схемную надёжность и экономичность работы системы. В случае реализации межсистемных связей и радиальных линий с помощью ЧЭП, ФПТ являются заменой существующих силовых трансформаторов и автотрансформаторов, что не приводит к снижению надёжности и экономичности, поэтому применение ЧЭП в радиальных сетях 6-10 кВ и межсистемных связях 500 кВ и выше более оправдано.

Основное преимущество ЧЭП – повышенная надёжность работы. В связи с этим наиболее перспективной областью их применения являются межсистемные связи высоких и сверхвысоких классов напряжений, к которым предъявляются особые требования по надёжности. Повышенная стоимость ЧЭП в этом случае оправдывается улучшенной статической устойчивостью, возможностью работы в неполнофазном режиме при однофазных повреждениях и ремонтах, а также повышенной пропускной способностью.

При выборе варианта исполнения межсистемных связей необходимо наряду с ЧЭП рассматривать передачи на постоянном токе, которые характеризуются сниженными потерями, и традиционные трёхфазные ЛЭП, которые отличаются наиболее низкой ценой и хорошо изучены [5, 6]. В каждом конкретном проекте выбор должен основываться на предъявляемых требованиях, условиях эксплуатации сети и схемно-режимной ситуации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Mazzanti G., Quaia S. Four-Phase AC Connections: An Alternative Possibility for the Expansion of Transmission Grids. // IEEE Transactions on power delivery, 2010, Vol. 25, No. 2. C. 1010-1018.
2. Bliznyuk D.I., Bannykh P.Y., Khalyasmaa A.I. Power flow calculation realization in software for grids with four-phase power lines // Applied Mechanics and Materials. C. 98 – 102.
3. Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя.
4. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ // Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.124-2012.
5. SantosM.L.D., JardiniJ.A., CasolariR.P., Vasquez-ArnezR.L., SaikiG.Y., SousaT., NicolaG.L.C.. Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison Between HVDC and Half-Wavelength Line. // IEEE Transactions on power delivery, 2014, Vol. 29, No. 2. C. 502-509.
6. Бушуев В.В., Красильникова Т.Г., Самородов Г.И. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока и их сравнительный анализ. // Электро, 2012, №2. С. 2-7.

Научный руководитель: А.И. Хальясмаа, ассистент, ведущий инженер кафедры «Автоматизированных электрических систем» УралЭНИН УрФУ.

МОДЕЛИРОВАНИЕЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ ПРИ РАБОТЕ СИСТЕМЫ ЗАЖИГАНИЯ АВТОМОБИЛЯ

С.В. Петровский, П.А. Николаев
Самарский государственный технический университет, электротехнический факультет, кафедра «Электрические станции»

В момент работы системы зажигания (СЗ) важным фактором ее взаимодействия с окружающей средой, является ее электромагнитная совместимость (ЭМС) с другими бортовыми системами автомобиля и внешними устройствами, находящимися поблизости. Для этого оценить меру взаимодействия системы зажигания с данными устройствами нужно связать дуговые процессы между электродами свечи зажигания с уровнем и частотным диапазоном помех, возникающим при работе СЗ[3]. Экспериментально решить эту задачу можно не всегда, поэтому менее затратным является математическое моделирование этих дуговых процессов с последующей обработкой результатов моделирования, осуществляемого при помощи четырехполюсника, который работает в режиме длинной линии, что обусловлено высокими частотами, указанными ниже. Результатом данной работы является знание уровня помех, что можно использовать для ЭМС системы зажигания с другими устройствами.[4]

Основу автотранспорта составляют автомобили с двигателями внутреннего сгорания (ДВС), оснащенные системой зажигания (СЗ). Их количество в мире в настоящее время около 900 миллионов. В ходе работы любая СЗ создает сильное электромагнитное поле, порождая при этом помехи в широком диапазоне частот, которые оказывают негативное влияние на электрооборудовании автомобиля и оборудование вблизи 100 метров от автодорог.

Качественная работа электрооборудования конкретного автомобиля может потребовать значительного сокращения уровня шума радиопомех, в зависимости, как от относительной мощности помех, так и от возможности данного электрооборудования осуществлять подавление возникших помех. Эти требования различаются для разных автомобилей в зависимости от типа автомобиля и требуемого радиуса действия аппаратуры.

В процессе работы система зажигания(СЗ) часто оказывается в сложных условиях, таких как обгон, резкое торможение, а также сложные погодные условия. Все эти факторы приводят к более интенсивному использованию системы зажигания, а значит к усилению помех от нее. Работу СЗ во всех этих ситуациях трудно улучшить эмпирическим путем. На помощь в подобных ситуациях приходит математическое моделирование процессов дугообразования между электродами свечи зажигания (модель Касси, Майра и так далее).

По многочисленным опытным данным, которые получены в самых различных условиях и для различных значений тока и напряжения дуги, можно сказать, что теория Касси подтверждается при больших токах (сотни ампер), а теория Майра - при малых токах. Поэтому для систем зажигания, где токи в условиях горения дуги составляют 30-50мА, модель Майра подходит больше. Есть также и другие модели, но их характеристики дают для системы зажигания большую погрешность. Математическое моделирование дуги производится по методу Рунге-Кутта в среде MathCAD, где дуга моделируется системой из пяти дифференциальных уравнений, которые были составлены на основе схемы замещения СЗ (рис. 1.).

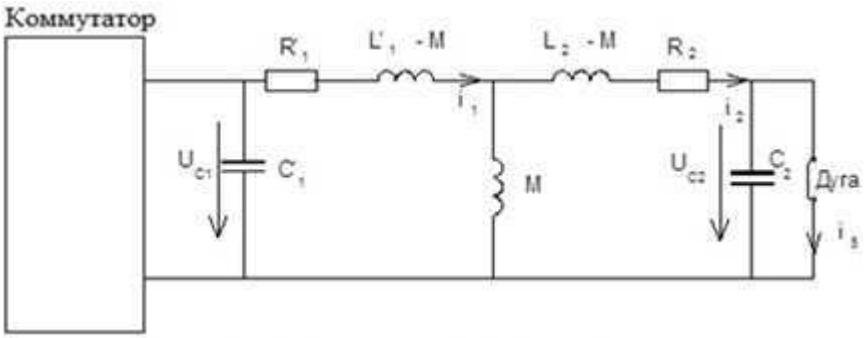


Рис. 1. Схема замещения системы зажигания.

В данную схему входят:

1. коммутатор, который получает сигналы с датчиков и коммутирует ток разрыва, протекающий по первичной обмотке катушки зажигания;
2. катушка зажигания, моделируемая эквивалентной схемы замещения;
3. дуговой промежуток между электродами свечи зажигания;
4. распределитель, выполняющий функцию распределения высоковольтных импульсов по проводам, причем в современном исполнении нет механических распределителей, поэтому распределение импульсов идет на индивидуальные катушки через электронный блок управления;
5. высоковольтные провода, рассматриваемые как проводниковый материал.

Исходя из схемы замещения, составляются пять дифференциальных уравнений по числу неизвестных величин, для которых необходимо получить их зависимость от времени ($i_1(t)$, $U_{c1}(t)$, $i_2(t)$, $U_{c2}(t)$, $i_5(t)$). Где $i_1(t)$- ток в первичной обмотке катушки зажигания, $U_{c1}(t)$ – напряжение на первичной обмотке катушки зажигания, $i_2(t)$- ток во вторичной обмотке катушки зажигания, $U_{c2}(t)$- напряжение на вторичной обмотке катушки зажигания $i_5(t)$ - ток дуги. Первые четыре уравнения составляются на основе токов и напряжений первичной и вторичной обмоток катушки зажигания. Пятое уравнение составляется для дугового промежутка, и как следствие этого, является нелинейным. Система уравнений составлена на основе параметров схемы замещения основными параметрами катушки зажигания 27.3705 :

$R_1 = 0.4 Ом; R_2 = 5000 Ом; L_1 = 3.8 мГн; L_2 = 24 Гн; M = 22.4 Гн; C_1 = 0.2 мкФ; C_2 = 30 нФ; K_{тр} = 82.$

$C_1^{'} = 30 нФ; R_1^{'} = 2700 Ом; L_1^{'} = 23.96 Гн$ - приведенные параметры катушки зажигания.

Сама система дифференциальных уравнений (1) имеет вид:

$$\frac{di_1^{'}}{dt} = k_1\left(u_{c_1}^{'} + i_1^{'}r_1^{'}\right) + k_2\left(u_{c_2} + i_2 r_2\right)$$

$$\frac{du_{c_1}^{'}}{dt} = \frac{1}{c_1^{'}} i_1^{'}$$

$$\frac{di_2}{dt} = k_3\left(u_{c_1}^{'} + i_1^{'}r_1^{'}\right) + k_4\left(u_{c_2} + i_2 r_2\right) \qquad (1)$$

$$\frac{du_{c_2}}{dt} = \frac{1}{c_2}\left(i_2 - i_5\right)$$

$$\frac{di_5}{dt} = \frac{(i_2 - i_5)\cdot i_5}{c_2 u'_{c_2}} + \frac{1}{\theta}\left(\frac{u_{c_2} i_5^2}{|U_0 i_5| + P_0} - i_5\right)$$

где k_1= - 0.5885; k_2 = - 0.5859; k_3 = - 0.586;k_4= - 0.626- коэффициенты, P_0 = 100Вт - мгновенная мощность, выделяемая в дуге индуктивной фазы разряда, а θ – постоянная времени дуги емкостной фазы разряда.

При этом начальные условия для данных токов и напряжений берутся из расчета 1% от номинальных значений. Последнее пятое уравнение получено по модифицированной модели Майра. Именно эта модель наилучшим образом описывает дуговые процессы в свече зажигания. [2]

Четвертое и пятое уравнения фактически являются входными данными с модели Майра на математическую модель функции помех. С выхода этой модели мы получаем функцию помех. Осуществляется данное преобразование при помощи цифрового фильтра, который лучше всего представить в виде электрической схемы замещения Т-образного четырехполюсника.

Для упрощения вычислительного эксперимента четырехполюсник можно сделать симметричным, то есть четырехполюсником, у которого схема одинакова относительно его входных и выходных зажимов, а это значит, что при перемене местами источника и приемника энергии их токи не меняются. В случае с системой зажигания, следует упомянуть, что наибольшая по энергетическая составляющая интенсивности помех приходится на высокочастотный диапазон от 30МГц до 400МГц, в котором сосредоточена около 90% мощности электромагнитных помех. Но для данного диапазона помех нельзя пренебрегать токами смещения и проводимостью изоляции. Электрические цепи, в которых данное условие является обязательным, называются цепями с распределенными параметрами или длинными линиями[1]. Если индуктивность, сопротивление, проводимость и ёмкость равномерно распределены вдоль линии, то такую линию называют однородной.

Для однородной длиной линии параметры четырехполюсника, моделирующего переходные процессы в длинных линиях, с целью установления зависимости уровня электромагнитных помех от работы системы зажигания автомобиля имеют вид:

$R_{0\Sigma}$ = 10 МОм; U_1= 1000 В; $\Rightarrow$ I_{1P} = 0.1 мА; P= 0.1 Вт; δ_1=0.1%.

Исходя из [1], находим напряжение и ток на вторичных зажимах четырехполюсника, при нулевых начальных (граничных) условиях:

$$\dot{U}_2 = \frac{\dot{U}_1 - \underline{Z}_c \dot{I}_1 \mathrm{sh}(\dot{\gamma} l)}{\mathrm{ch}(\dot{\gamma} l)} \qquad (2)$$

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_2}{\underline{Z}_c}\mathrm{sh}(\dot{\gamma} l)}{\mathrm{ch}(\dot{\gamma} l)} \qquad (3)$$

Математическую модель помех можно записать:

$$u_2(t) = \sum_{k=1}^{1000} u_k(t) \qquad (4)$$

$$i_2(t) = \sum_{k=1}^{1000} i_k(t) \qquad (5)$$

Где $u_k(t)$ и $i_k(t)$ - это гармоники тока и напряжения, причем первая гармоника соответствует частоте ω=0.1 МГц, всего гармоник 1000. Каждая из гармоник описывается уравнением. Это уравнения:

$$u_k(t) = \frac{U_1 - Z_c I_1 \mathrm{sh}(\gamma l)}{\mathrm{ch}(\gamma l)} \sin k\omega t \qquad (6)$$

$$i_k(t) = \frac{I_1 - \frac{U_2}{Z_c}\mathrm{sh}(\gamma l)}{\mathrm{ch}(\gamma l)} \sin k\omega t \qquad (7)$$

Причем $U_1 = U_{c2}$ – это напряжение горения дуги между электродами свечи зажигания, $I_1 = I_5$ – ток дуги, производные которых показаны в четвертом и пятом уравнении в системе уравнений (1). Их значения известны с достаточно высокой точностью($U_1 = U_{c2} = 1$ *кВ;* $I_1 = I_5 = 50$ *мА)* и их характеристики также известны из вышеприведенной (1) модели.

При моделировании в MathCAD функции помех u_2 (t), и i_2 (t),получаемых с выхода четырехполюсника, имеем погрешность полученной математической модели системы без помехоподавительного резистора по отношении к аналогичным экспериментальным данным на Рис.2. в диапазоне 6 - 18% по уровню помех.

Таким образом, исходя из вышеуказанных данных, можно сделать вывод, что описываемая здесь математическая модель электромагнитных помех от системы зажигания соответствует экспериментальным данным, что дает возможность моделировать с ее помощью уровень разрядных помех во всех режимах работы системы зажигания.

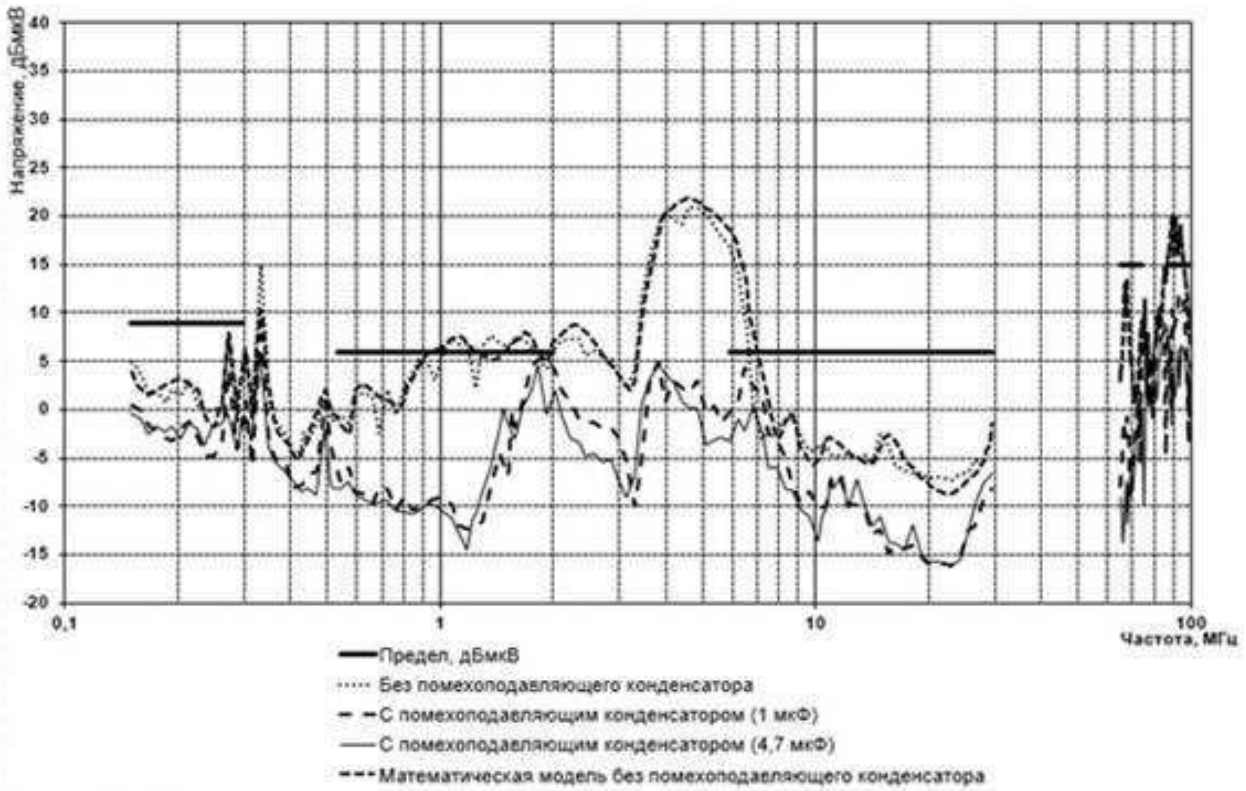


Рис. 2. Спектральная характеристика электромагнтных помех от системы зажигания.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники: Электрические цепи. Учеб. для студентов электротехнических, энергетических и приборостроительных специальностей вузов. –7-е изд.,– М.: Высш. шк., 1978. –528с.

2. Петровский С.В., Математическое моделирование процессов дугообразования в системе зажигания автомобиля. /Вестник СамГТУ Серия «Технические науки» № 2 (24) Самара. 2009. с. 199–204.

3. Петровский С.В., Новиков О.Я., Путько В.Ф. Электромагнитная совместимость катушки зажигания с другими системами автомобиля. Тематический сборник научных трудов международной конференции ”Автомобиль и техносфера ICATS2001” Казань. 2001, с 417

4. Николаев П. А. Обзор методов подавления помех от системы зажигания [Текст] / П. А. Николаев, С. А. Червяков // Технологии ЭМС. – 2006. – № 3. – с. 46–54.

ВЛИЯНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ФОРМУ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

А.С. Тавлинцев, М.Е. Шорикова
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Уральский энергетический институт
Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

Статические характеристики нагрузки по напряжению –зависимость потребляемой мощности от напряжения на шинах питающей подстанции (далее СХН). Моделирование нагрузок с помощью СХН позволяет смоделировать влияние параметров режима на величину нагрузки и описать изменение активной и реактивной мощностей в зависимости от напряжения на шинах потребителя.

В случае проведения измерений на питающей подстанции и при отсутствии возможности получения СХН в местах подключения отдельных групп электроприёмников необходимо оценить ожидаемый вид модели без подробного численного моделирования [2].

При расчёте режима используются типовые обобщённые характеристики нагрузки, которые обычно представляются в виде полиномов второй степени [3]:

$$P = P_{\text{ном}} \cdot \left(a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}\right); \quad (1)$$

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left(b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + b_2 \cdot \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2}\right), \quad (2)$$

где P,Q – мощности нагрузки;
$P_{ном}$, $Q_{ном}$ – номинальная мощность нагрузки;
U, $U_{ном}$ – напряжение на шинах потребителя, номинальное напряжение;
a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2– коэффициенты полинома в относительных единицах.

Использование типовых СХН для комплексных узлов нагрузки приводит к увеличению погрешности расчёта установившегося режима. Следовательно, для снижения погрешности необходимо использовать реальные характеристики нагрузки. Наибольшую достоверность СХН обеспечивают экспериментальные исследования [1,3].

Для оценки достоверности экспериментально полученных СХН по напряжению необходимо выполнить анализ состава нагрузки и определить наличие, либо отсутствие устройств РПН для поддержания уровня напряжения [4].

По известным типовым характеристикам [3] для каждого типа электроприёмников необходимо идентифицировать суммарную СХН. Полученная зависимость, в дальнейшем, может быть сопоставлена с установленной в ходе эксперимента.

В настоящее время большинство комплексных узлов нагрузки содержит устройства для поддержания уровня напряжения: батареи статических конденсаторов (БСК), синхронные машины и т.д.

Для определения степени влияния этих устройств на форму СХН по напряжению были проведён расчёт сети (см. рисунок 1) с различной по своему составу нагрузкой:

- БСК + нагрузка (с заданной типовой СХН);
- синхронная машина + нагрузка (с заданной типовой СХН);
- БСК + синхронный генератор + нагрузка (с заданной типовой СХН).

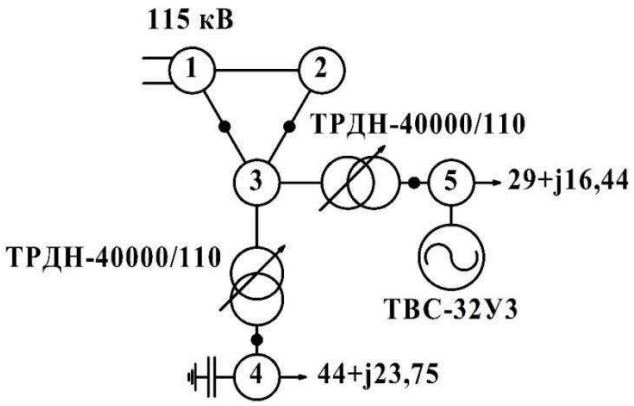


Рис.1. Схема сети (точками обозначены места замеров потоков мощности)

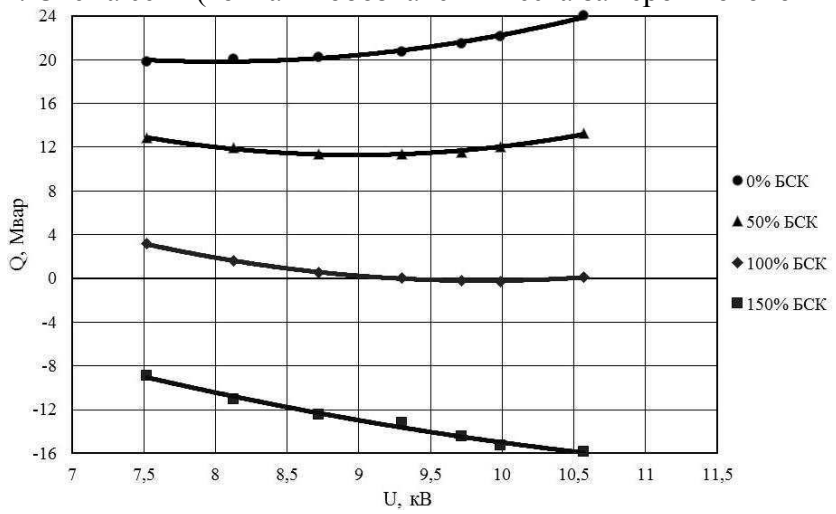


Рис.2. СХН для узла № 4

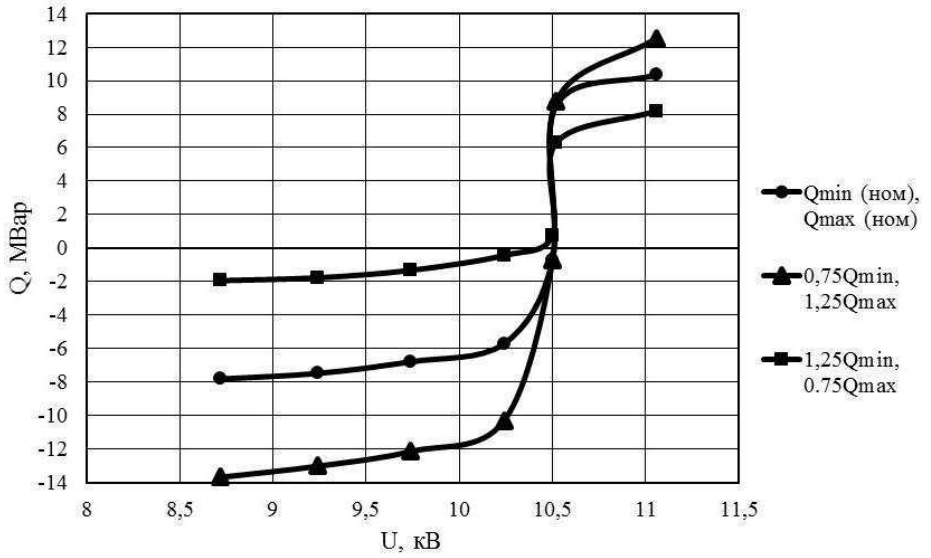


Рис.3. СХН для узла № 5

Мощность установленной батареи статических конденсаторов изменялась в диапазоне от 0% до 150 % от реактивной мощности нагрузки узла $Q_{ном}$. Данные для построения характеристики снимались при изменении напряжения сети от 70 % до 115 % от номинального (в узле 1). Расчёты выполнялись на базе программного комплекса RastrWin.

СХН для узлов 3, 4 и 5, полученные в результате моделирования, представлены на рисунках 2, 3 и 4.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные на рисунках 2, 3 и 4 СХН, полученные в результате моделирования, отличаются от типовых. Следовательно, можно сделать вывод о значительном влиянии компенсирующих устройств на форму зависимости Q = f(U). Предварительное моделирование суммарной СХН позволит оценить достоверность полученной зависимости для комплексного узла нагрузки. В дальнейшем, использование реальных характеристик позволит заметно снизить погрешность расчёта установившегося режима.

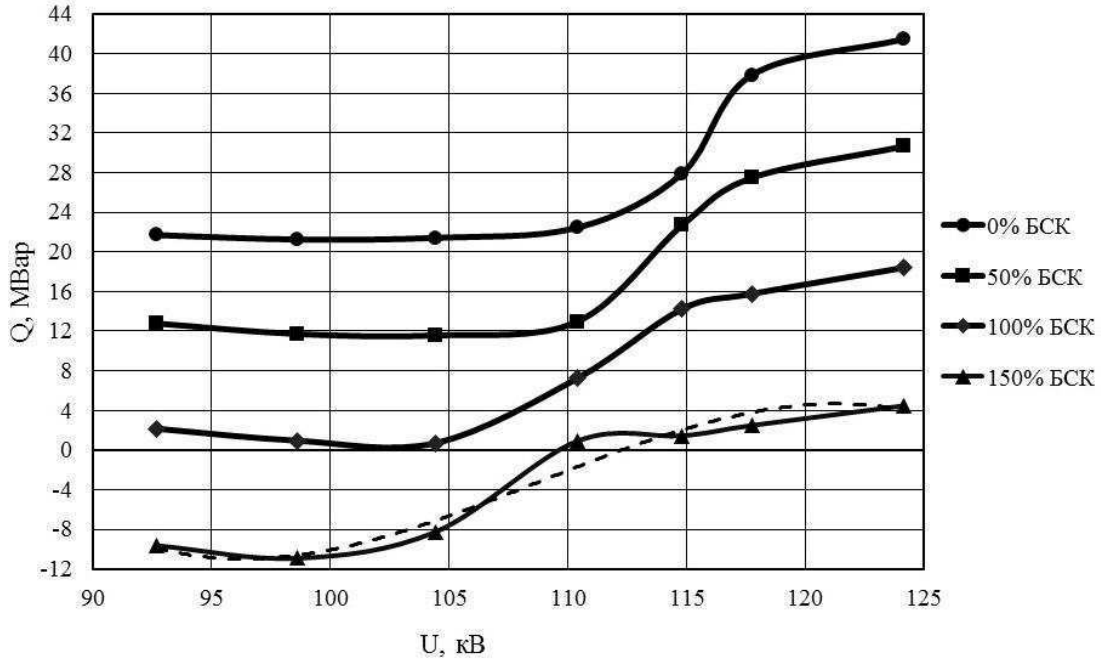


Рис.4. СХН для узла № 3, где сплошной линией обозначены графики, полученные методом интерполяции полиномом шестой степени, пунктирной – аппроксимация полиномом третьей степени

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Паздерин А.В., Суворов А.А., Тавлинцев А.С., Юдин А.В. Определение статической характеристики крупных узлов нагрузки // Научное обозрение. 2013. 7.

2. Gunadin I.C., Penangsang O., Soeprijanto A. Influence of load characteristics against voltage collapse phenomena // University of Niš. 1996.

3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Анализ устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М: Энергоатомиздат, 1990. 390 с.

4. Горбунова Л.М., Портной М.Г., Рабинович Р.С., Совалов С.А., Тимченко В.Ф. Экспериментальные исследования режимов энергосистем.

Научный руководитель: А.С. Тавлинцев, магистр техники и технологии, ассистент, УрФУ, Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированные электрические системы».

ВЫБОР ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Л.А. Семенова, В.В. Лямзин, А.А. Мавлюкешев
ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», Электроэнергетический факультет, доцент кафедры «электроснабжение промышленных предприятий»

Для систем электроснабжения (СЭС) городов характерен интенсивный темп развития, обусловленный непрерывным появлением новых потребителей, а, следовательно, ростом электрических нагрузок. В связи с этим возникает необходимость изменения структур, схем и параметров системы, что приводит к выработке нескольких альтернатив и выбору наилучшего решения по ее развитию и функционированию.

Применение детерминированного подхода к принятию решений, основанного на однозначном задании всех исходных параметров нерационально, поскольку лишь часть этих параметров полностью определена. Недетерминированность информации обусловлена присутствием неопределенности, связанной с рядом факторов, таких как: невозможность учесть все особенности решаемой задачи; недостаточность информации о системе и т.п. Например, для задачи развития СЭС часть информации, описывающей систему, носит прогнозный, а, следовательно, объективно неопределенный характер, игнорирование которого может привести к серьезным экономическим последствиям.

Учитывая вышесказанное, задачи принятия решений по развитию СЭС, в том числе и выбор варианта реконструкции подстанции (ПС), с учетом ряда неопределенностей являются актуальными. Проведенный анализ работ [1-4] показал, что для их решения целесообразно применять теорию нечетких множеств.

В работе рассмотрен поход к выбору оптимального варианта реконструкции подстанции 35/6 кВ, на которой установлены два трансформатора мощность 16 МВА, по критерию дисконтированных затрат. Выбор осложняется неопределенностью по присоединяемой нагрузке, которая по прогнозным данным может увеличиться в 1,2 – 2 раза. В качестве альтернатив рассмотрены следующие возможные варианты реконструкции:

1) замена двух установленных трансформаторов на трансформаторы большей мощности (2×25 МВА);

2) замена одного из двух трансформаторов на большую мощность (1×25 МВА, 1×16 МВА);

3) установка третьего трансформатора, мощностью 16 МВА (3×16 МВА).

В соответствии с поставленной задачей необходимо выбрать оптимальный вариант реконструкции из трех альтернатив $A\{a_1, a_2, a_3\}$ по критерию дисконтированных затрат $З_\Sigma$, в условиях возможного изменения состояний среды $\theta\{\theta_1, \theta_2, ..., \theta_n\}$ (коэффициент роста нагрузки – $K_{рн}\{k_1, k_2, ..., k_n\}$).

Используя известное выражение для расчета дисконтированных затрат:

$$З_\Sigma = (K + И)\sum_{t=2}^{T_{расч}} (1 + E_{н.п})^{1-t}, \qquad (1)$$

после математических преобразований и введения коэффициентов замены ($B_1 ... B_6$), получено выражение (2), в котором первые два слагаемых отражают затраты в подстанцию, следующие два – в линии 35 кВ, пятое слагаемое – в кабельную распределительную сеть 6 кВ, последнее – издержки на возмещение потерь электроэнергии.

$$З_{\Sigma} = \left(\begin{array}{l} B_1 + B_2 \Delta S_{ПС} + \sqrt{\dfrac{\Delta S_{ПС}}{\sigma}} \left(B_3 + B_4 F_{ЛВ} \right) + B_5 F_{ЛВ} + \\ + \sum\limits_{t=2}^{T_{расч}} B_6 N_{ЛСН} \left(e^{\left(a_0 - \frac{a_1}{t} \right)} - e^{\left(a_0 - \frac{a_1}{t-1} \right)} \right) + \alpha \cdot \Delta W_{\Sigma} \end{array} \right) \times \left(\sum_{t=2}^{T_{расч}} \left(1 + E_{н.п} \right)^{1-t} \right), \quad (2)$$

где $\Delta S_{ПС}$ – увеличение мощности ПС; σ – плотность электрической нагрузки; $F_{ЛВ}$ – сечение токоведущих жил высокого напряжения; $N_{ЛСН}$ – количество линий среднего напряжения, отходящих от ПС; a_0, a_1 – коэффициенты развития сети; $E_{н.п}$ – норматив приведения; α – стоимость потерь электроэнергии; ΔW_{Σ} – суммарные потери электрической энергии; $B_1 \ldots B_6$ – стоимостные постоянные элементов подстанции.

Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1. Приведенные затраты на реконструкцию ПС

Крн	Варианты реконструкции подстанции		
	2×25 МВА	1×16, 1×25 МВА	3×16 МВА
1,2	303440	190910	225770
1,4	303690	191160	226040
1,6	303970	191430	226340
1,8	304280	191730	226670
2	304610	192060	227040

В процессе решения поставленной задачи была построена функция принадлежности коэффициента роста нагрузки (рисунок 1), которая определена по результатам обработки мнений экспертов.

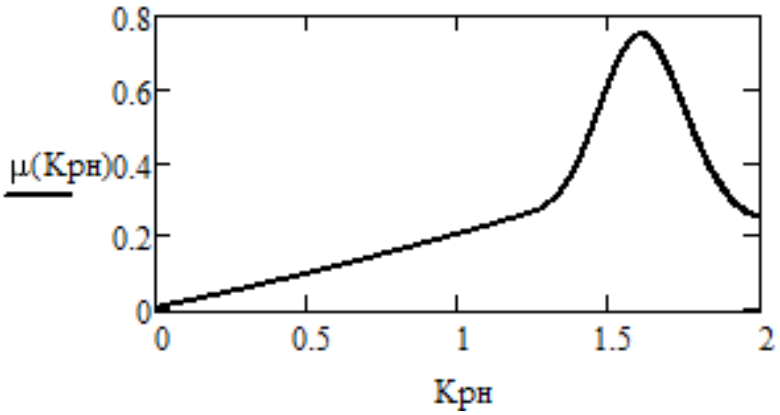


Рис. 6. Функция принадлежности коэффициента роста нагрузки

Функции принадлежностей дисконтированных затрат на реконструкцию ПС определены путем нормирования. Поскольку критерий приятия решения необходимо минимизировать, то функции принадлежностей определяются согласно выражению (3):

$$\mu_{З_{\Sigma}} = \frac{З_{\Sigma max} - З_{\Sigma i}}{З_{\Sigma max} - З_{\Sigma min}}. \quad (3)$$

Нечеткая цель (приведенные затраты) – C, являющаяся функцией нечеткого множества коэффициента роста нагрузки – $K_{рн}\{k_1, k_2, \ldots, k_5\}$ и нечеткого множества альтернатив – $A\{a_1, a_2, a_3\}$ (вариантов реконструкции ПС), образует нечеткие отношения $R\{K_{рн} \times C\}$ для каждого $a_i \in A$. Нечеткие отношения $R\{K_{рн} \times C\}$ задаются в матричном виде с помощью матрицы инциденций, элемент которой μ_{Rni}^{k} интерпретируется как

функция принадлежности пары(k_n , a_i) нечеткому отношению R_k (таблица 2).

Таблица 2. Функции принадлежностей нечетких отношений

$\mu_{Крн}$	Варианты реконструкции подстанции		
	2×25 МВА	1×16, 1×25 МВА	3×16 МВА
0,25	0	1	0,69
0,4	0	1	0,69
0,75	0	1	0,68
0,45	0	1	0,68
0,2	0	1	0,68

Функция принадлежности нечеткой целей μ_C (таблица 3) определяется как композиция нечеткого множества $K_{рн}$ и нечеткого отношения R_k:

$$\mu_{C_k} = \mu_{K_{рн} \circ R_k} = \max\min\{\mu_{K_{рн}}, \mu_{R_k}\}. \quad (4)$$

Таблица 3 – Функции принадлежностей нечеткой цели

2×25 МВА	1×16, 1×25 МВА	3×16 МВА
0	0,75	0,69

Выбор варианта реконструкции ПС осуществляется из полученной матрицы по выражению:

$$\mu_D(a_i) = \max\{\mu_{C_k}\}. \quad (5)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ**:**

1. Предложена методика выбора варианта развития СЭС (в частности для реконструкции подстанции) в условиях неопределенности.

2. Осуществлена апробация методики для выбора варианта реконструкции ПС 35/6 кВ. Результаты расчета показали, что в условиях неопределенности оптимальным вариантом реконструкции является замена одного из трансформаторов на трансформатор большей мощности (25 МВА).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Лещинская Т. Б. Применение методов многокритериального выбора при оптимизации систем электроснабжения сельских районов // Электричество. 2003. № 1. С. 14-22.

2. Воропай Н. И. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях / Н. И. Воропай, В. В. Труфанов // Электричество. 2000. № 10. С. 6-12.

3. Манусов В. З. Формализация нечетких представлений в задачах управления режимами ЭЭС / В. З. Манусов, Р. Р. Гиззатов // Энергосистема: управление, конкуренция, образование : сборник докладов III международ. науч.-практ. конф., Екатеринбург, 14-16 октяб. 2008 г. – Екатеринбург : УГТУ – УПИ. 2008. Т. 2. С. 363-367.

4. Бердин А. С. Оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности / А. С. Бердин, С. Е. Кокин, Л. А. Семенова // Промышленная энергетика. 2010. № 4. С. 29-35.

Научный руководитель: Л.А. Семенова, кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет».

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ПОМОЩЬЮ ПРИЛОЖЕНИЯ «COMSOL WITH MATLAB»

В.Д. Лебедев, Е.С. Зайцев
ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», ЭЭФ, каф. АУЭС, ТОЭЭ

Введение

В последнее время публикуется достаточно много работ, посвящённых применению современных программных средств для расчёта теплового поля и оценки пропускной способности кабельных линий (КЛ) на основе конечно-элементного метода моделирования. В самых простых случаях тепловое поле рассчитывается при заданном тепловыделении в токоведущих частях кабелей [1, 2]. Учёт взаимного электромагнитного влияния кабелей на их пропускную способность по тепловому режиму производится в работах [3, 4] путём совместного решения уравнений электромагнитного поля и теплопроводности. Кроме того, современные программные комплексы позволяют соединять полевые модели массивных проводников в электрическую цепь и выполнять её расчёт [5], что позволяет учесть и схему заземления экранирующих оболочек.

Данная работа посвящена расширению возможностей моделирования и исследования режимов работы кабельных систем за счет использования приложения ComsolwithMatlab. Эта программа позволяет использовать полевые модели в качестве функции одной или нескольких переменных с помощью редактора М-файлов. Поэтому их можно вписывать в более сложные математические алгоритмы, созданные в редакторе. Такой подход расширяет рамки вариации параметров конструкции кабельных систем и позволяет решать обратные задачи по поиску величины допустимого тока кабелей.

Математическая модель

Математическая модель для совместного решения дифференциальных уравнений электромагнитного поля и теплопроводности в поперечном сечении кабельной линии, токоведущие элементы которой соединены в электрическую цепь, представлена следующими уравнениями:

$$\left(\mathrm{j}\omega\gamma\right)\dot{\mathrm{A}}_{\mathrm{z}}+\mathrm{rot}\left(\frac{1}{\mu_{\mathrm{a}}}\mathrm{rot}\left(\dot{\mathrm{A}}_{\mathrm{z}}\right)\right)=\gamma\frac{\Delta\dot{\mathrm{U}}}{\mathrm{L}}+\dot{\delta}_{\mathrm{z}}^{\mathrm{e}}, \qquad (1)$$

$$\mathrm{div}\left(\alpha\cdot\mathrm{grad}\left(\mathrm{T}\right)\right)+\frac{\mathrm{q}_{\mathrm{V}}}{\mathrm{C}_{\mathrm{V}}}=\frac{\mathrm{dT}}{\mathrm{dt}}, \qquad (2)$$

$$\dot{\delta}_{\mathrm{z}}=-\left(\mathrm{j}\omega\gamma\right)\dot{\mathrm{A}}_{\mathrm{z}}-\gamma\cdot\mathrm{grad}\left(\dot{\mathrm{U}}\right), \qquad (3)$$

$$\mathrm{q}_{\mathrm{V}}=\frac{\delta_{\mathrm{z}}^{2}}{\gamma_{0}}, \qquad (4)$$

$$\gamma=\frac{\gamma_{0}}{1+\alpha_{\mathrm{R}}\left(\mathrm{T}-293{,}15\right)}. \qquad (5)$$

Обозначения: A_z –векторный магнитный потенциал Вб/м; ω – угловая частота, рад/с; μ_a – абсолютная магнитная проницаемость, Гн/м; ΔU – продольное напряжение, прикладываемое к элементу конструкции модели, В; L – длина конструкции, м; δ_z^e – плотность тока, создаваемая сторонними источниками, А/м; T – температура, °К; t – время, с; q_V – мощность объемных источников тепла (объёмная плотность тепловыделения), Вт/м^3; C_V – объемная теплоемкость, Дж/(К·м^3); α – температуропроводность, м^2/с; γ_0 – удельная проводимость материала при температуре 20 °С, См/м; α_R – температурный коэффициент сопротивления, 1/К.

Выражение (1) является уравнением для расчета плоскопараллельного квазистационарного электромагнитного поля относительно комплексной компоненты векторного магнитного потенциала. Выражение (2) – это дифференциальное уравнение теплопроводности, которое в общем случае определяет изменение распределения температуры во времени в объеме рассматриваемого объекта. Уравнение (3) связывает продольную плотность тока с падением напряжения на массивном проводнике, находящемся в электромагнитном поле и позволяет осуществлять расчёт электрической цепи, содержащей такие проводники. Взаимное влияние электромагнитного и теплового полей представленных уравнениями (1) и (2) учитывается с помощью уравнений (4) и (5). Уравнение (4) представляет собой закон Джоуля-Ленца и определяет объёмную плотность тепловыделения в проводнике за счет протекающих токов. Уравнение (5) определяет температурную зависимость проводимости металлических частей кабеля.

Исходные данные для расчёта

Для выполнения расчётов стационарных тепловых режимов работы кабельной линии, проложенной на глубине 1,5 метра под землёй в соответствии с рисунком 1, в программе COMSOLMultiphysics исходными данными являются следующие:

1) ток в жилах: 1055 А;

2) граничные условия для электромагнитного поля: равенство нулю векторного магнитного потенциала;

3) граничные условия для теплового поля:

- на поверхности грунта принимаем условия третьего рода с коэффициентом теплоотдачи α_T, определяемым по эмпирической формуле:

$$\alpha_T = 1{,}163\sqrt{v_в}\left(6 + 3{,}1\frac{T_B - T}{v_в^{\,2}}\right),$$

где $v_в = 4$ м/с – скорость ветра; $T_B = 10$ °С – температура воздуха;

- на нижней полукруглой границе принимаем граничные условия второго рода, равенство нулю нормального теплового потока;

4) радиус нижней полукруглой границы ($r_{гр}$) принимаем равным 30 м.

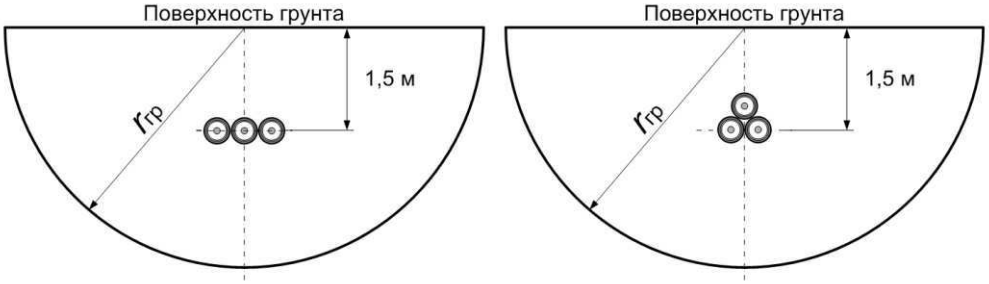


Рис. 1. Геометрические объекты полевых моделей при укладке кабелей в плоскости и треугольником

Параметры однофазных кабелей 220 кВ принимаем в соответствии данным каталога производителя [6].

Анализ теплового режима при изменении расстояния «в свету»

Для случая заземления экранов кабелей с двух сторон и их прокладки в плоскости актуальна задача анализа влияния величины расстояния между фазами на пропускную способность. С одной стороны, увеличение расстояния «в свету» приводит к улучшению условий охлаждения кабелей, с другой – к повышению индуцированных токов в экранах за счёт увеличения взаимной индуктивности между кабелями. То есть, необходимо вычислить, на каком расстоянии целесообразно располагать фазы КЛ при прокладке в плоскости, чтобы температура на поверхности жил была минимальной.

На рисунке 2 приведены зависимости температур на поверхности жил от расстояния между кабелями. Экраны заземлены с двух сторон.

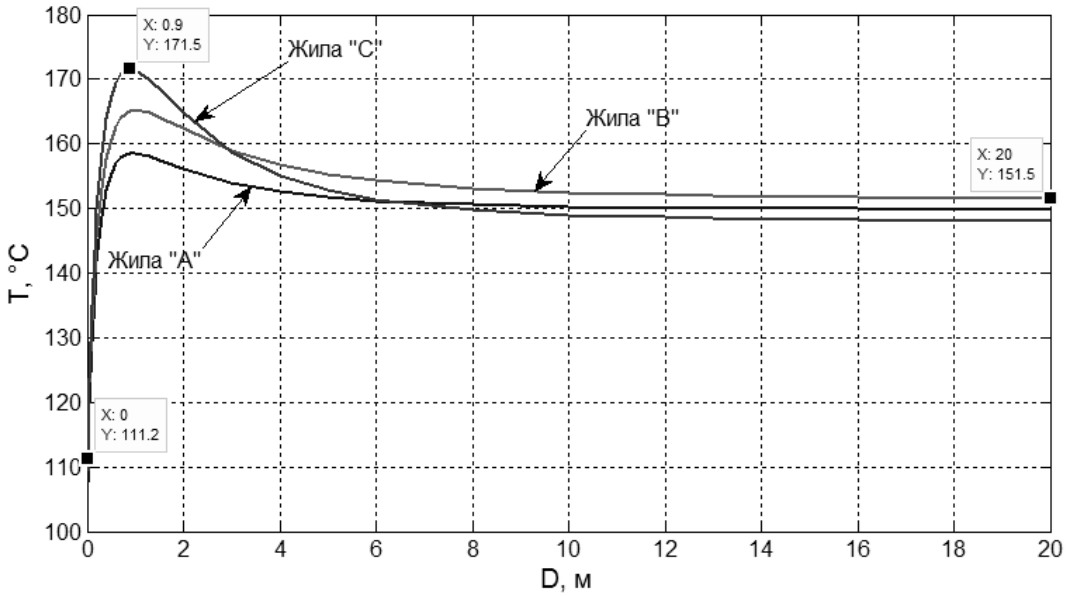


Рис. 2. Графики зависимостей температур на поверхностях жил от расстояния между кабелями

По графикам видно, что при увеличении расстояния «в свету» температура резко возрастает, что обусловлено увеличением взаимной индуктивности между кабелями. При этом максимальная температура достигается при расстоянии 0,9 м. Затем она снижается за счёт улучшения условий охлаждения и достигает 151,5 ºС при расстоянии 20 м, что значительно выше чем при отсутствии расстояния «в свету». Таким образом, при заземлении экранов с двух сторон кабели целесообразно располагать вплотную друг к другу.

На рисунке 3 приведены зависимости температур на поверхности жил от расстояния между кабелями при наличии транспозиции экранов.

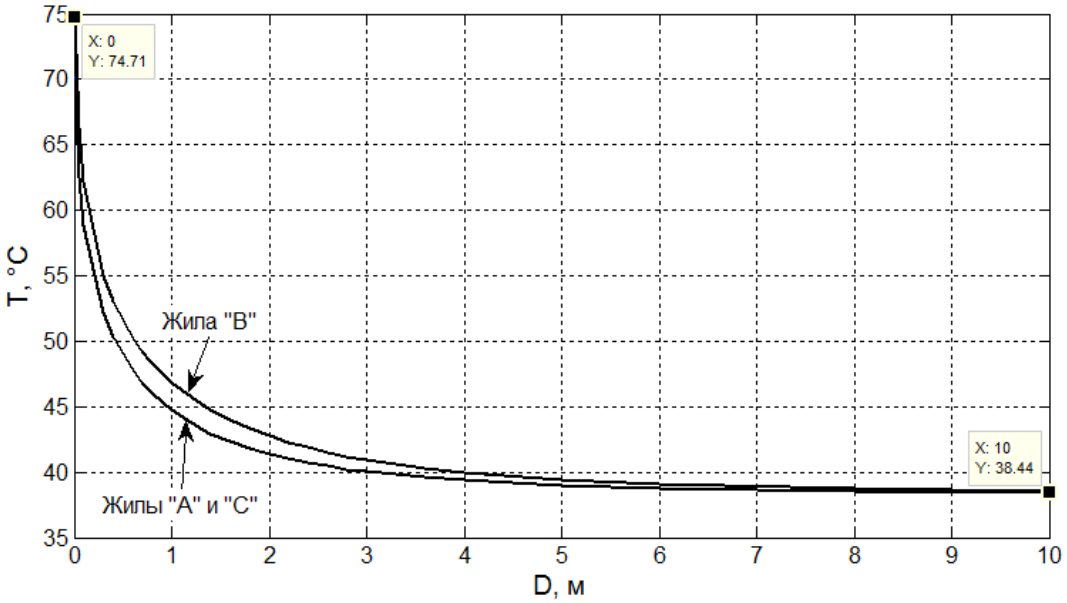


Рис. 3. Зависимости температур на поверхности жил от расстояния между кабелями

В этом случае увеличение расстояния приводит к значительному уменьшению температуры, так как потери в оболочках не увеличиваются. Существенный эффект увеличения пропускной способности можно получить уже при расстояниях меньше 1 м.

Оценка допустимой токовой нагрузки

При проектировании кабельных линий требуется вычисление допустимой токовой нагрузки, что является обратной задачей полевого расчёта. В прямой задаче по заданным токам в жилах определяется тепловыделение металлических частях конструкции кабелей и распределение температуры в сечении кабельной линии. Причём интерес представляет точка

с наибольшей температурой в изоляции, которая, как правило, находится на поверхности одной из трёх жил. В случае решения обратной задачи необходимо по заданной допустимой температуре в точке на поверхности жилы определить ток. Алгоритм поиска допустимого тока сводится к перебору решения нескольких прямых задач с использованием поискового алгоритма, что, по сути, является решением задачи оптимизации по одному параметру [1].

Для поиска допустимого тока с помощью приложения ComsolwithMatlab необходимо создать файл-функцию, вычисляющую разность температуры на поверхности жилы и допустимой рабочей температуры сшитого полиэтилена (90ºС):

$$\Delta T = T_{ж} - 90,$$

где $T_{ж}$ - температура жилы, ºС, которая вычисляется на основе алгоритма решения полевой задачи в зависимости от тока жилы $I_ж$ ($T_{ж} = f(I_{ж})$).

Затем нужно применить встроенную функцию MATLAB «fzero», которая позволяет приближённо вычислять корень уравнения f(x) = 0 на некотором интервале, или ближайший к заданному начальному приближению [7].

Произведём таким образом оценку допустимого тока рассматриваемой кабельной линии. В качестве начального приближения произвольно примем величину в 900 А. В таблице 1 приведены значения искомых токов.

Таблица 4. Допустимые токи нагрузки кабельной линии 220 кВ

Расположение фаз	Способ заземления экранов*	Значение допустимого тока жил, А
Треугольником	Заземлены с двух сторон	1023
	Транспонированы	1168
В плоскости	Заземлены с двух сторон	948
	Транспонированы	1158

Выводы

В данной работе показано, что при двухстороннем заземлении экранов и прокладке кабелей в плоскости, их нужно располагать как можно ближе друг к другу. Это обусловлено тем, что влияние наведённых токов при увеличении расстояния «в свету» приводит к значительному увеличению температуры жил, несмотря на улучшение условий охлаждения кабелей. Предложен способ оценки допустимой токовой нагрузки кабельной линии с использованием приложения ComsolwithMatlab.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**:**

1. Грешняков Г.В., Ковалёв Г.Г., Дубницкий С.Д. К вопросу о выборе предельно допустимых токов силовых кабелей // "Кабели и провода". 2011г. № 6. С. 12–16.
2. Ковригин Л.А. и др. Расчёт температурных полей и токовых нагрузок кабелей в ANSYS // "КАБЕЛЬ-news". 2009г. №4. С. 91-95.
3. Титков В.В., Дугин С.В.Кабельные линии 6–10 кВ и выше. Влияние способов прокладки на температурный режим // "Новости электротехники". 2012г. №3.
4. Титков В.В. К оценке теплового режима трёхфазной кабельной линии из СПЭ- кабеля // "КАБЕЛЬ-news". 2009г. №10, С. 47-51.
5. Грешняков Г.В., Ковалёв Г.Г. Численный метод анализа нагрузочной способности высоковольтной кабельной системы // "КАБЕЛЬ-news". 2013г. №3. С. 32-37.
6. Официальный сайт компании ABB [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www05.abb.com/global/scot/scot245.nsf/veritydisplay/ab02245fb5b5ec41c12575c4004a76d0/$file/XLPE%20Land%20Cable%20Systems%202GM5007GB%20rev%205.pdf.
7. Ануфриев И.Е., Смирнов А.Б., Смирнова Е.Н. MATLAB 7. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 1104 с.

Научный руководитель: В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ им. В.И. Ленина.

ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРНОЙ МОДЕЛИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ

П. Ю. Елсуков
Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН

Введение. Считается, что любая система управления должна обеспечивать эффективное взаимодействие между компонентами объекта управления [1, 2].

Для управления часто используют показатели, устанавливающие ответственность и нацеливающие управленцев и исполнителей на достижение общих целей предприятия [3].

Во многих случаях для управления используют финансовые показатели, такие как прибыль, рентабельность. Современная практика управления показывает, что для достижения успеха в бизнесе и производстве необходимо использовать характеристики нефинансовых факторов. Такими характеристиками являются, например, интеллектуальный капитал, лояльность клиентов, качество обслуживания клиентов и др. Эти показатели получили название ключевых показателей эффективности бизнеса (KPI) и были рассмотрены в качестве инструмента управления в методологии Balanced Scorecard [4,5] (Система сбалансированных показателей – ССП [3]).

В соответствии с Государственной программой Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» выход России на стандарты благосостояния развитых стран на фоне усиления глобальной конкуренции и исчерпания источников экспортно-сырьевого типа развития требует кардинального повышения эффективности использования всех видов энергетических ресурсов.

В 2000 - 2008 годах после долгого отставания Россия вырвалась в лидеры по темпам снижения энергоемкости валового внутреннего продукта. За эти годы данный показатель снизился на 35 %, то есть в среднем снижался почти на 5 % в год.

Основной вклад в снижение энергоемкости валового внутреннего продукта внесли структурные сдвиги в экономике, поскольку промышленность и жилой сектор развивались медленнее, чем сфера услуг, а в промышленности опережающими темпами росло производство менее энергоемких продуктов. «Восстановительный» рост в промышленности позволил получить эффект «экономии на масштабах производства» (экономии на условно-постоянных расходах энергии по мере роста загрузки старых производственных мощностей), но сохранил высокоэнергоемкую сырьевую специализацию и технологическую отсталость российской экономики.

На первый план выдвигается технологическая экономия энергии, в отношении которой успехи России пока недостаточны. В 2000 - 2008 годах за счет внедрения новых технологий при новом строительстве и модернизации энергоемкость валового внутреннего продукта снижалась в среднем только на 1 % в год, или примерно так же, как и во многих развитых странах, что не позволило существенно сократить технологический разрыв с этими странами. Эффект от внедрения новых технологий частично перекрывался деградацией и падением эффективности старого изношенного оборудования и зданий.

Уровни энергоемкости производства отечественных промышленных продуктов выше среднемировых в 1,2 - 2 раза и выше лучших мировых образцов в 1,5 -4 раза. Низкая энергетическая эффективность порождает низкую конкурентоспособность российской промышленности. При приближении внутренних цен на энергетические ресурсы к мировым российская промышленность может выжить в конкурентной борьбе только при условии значительного повышения энергетической эффективности производства.

Высокая энергоемкость при росте тарифов на энергоносители затрудняет борьбу с инфляцией. Рост тарифов на энергоносители необходим для обеспечения развития топливно-энергетического комплекса. Однако рост нагрузки по оплате энергоносителей, выходящий за

пределы платежной способности населения, затрудняет борьбу с бедностью, не позволяет обеспечить высокую собираемость платежей и порождает недовольство граждан. Все это обуславливает актуальность исследования вопросов эффективного управления энергосбережением.

Однако, как это часто бывает в экономике, в качестве основного инструмента используют эмпирически полученные модели и показатели. Несмотря на широкое использование методологии ССП, до настоящего времени отсутствуют какие-либо теоретические подходы к обоснованию их как системы и построению модели на их основе. Этим вопросам посвящается настоящая статья.

Структурное и бесструктурное управление. Несмотря на то, что ССП включает термин «система», по большому счету системой эта совокупность показателей не является. Одна из причин – отсутствие системного подхода при формировании таких показателей. Они формируются на уровне интуитивного опыта. Это обусловлено по существу применением бесструктурного управления. Выделяют структурное и бесструктурное управление [6].

Бесструктурный способ управления предполагает безадресное циркулярное распространение информации по элементам системы для изменения информационного состояния их памяти с расчетом, что на основе самоуправления элементы создадут некую временную структуру и самостоятельно реализуют частные цели вектора целей управления [7].

При бесструктурном способе управления отсутствуют уровни иерархии между элементами системы, но элементы системы могут самоорганизовываться под конкретные цели в некоторые временные структуры.

Сущность бесструктурного способа управления заключается в распространении идентичных информационных модулей (например, прикладных знаний; стереотипов отношений, поведения, распознавания и т. п.) среди элементов системы и активизация этих модулей с использованием элемента-генератора «автосинхронизации» в случае необходимости реализации конкретных целей управления. Это управление статистическими характеристиками массовых явлений на основе вероятностных предопределенностей [8]. Условия для бесструктурного управления:

а) элементы системы обладают интеллектом, самоуправляемы, и способны запоминать проходящую через них информацию; б) элементы системы могут передавать информацию другим элементам и имеются условия для информационного обмена между ними; в) достаточная часть элементов находится в идентичном или близком к этому информационном состоянии.

Структурный способ управления предполагает адресное распространение функционально ориентированной информации по элементам структуры, формируемой заблаговременно и остающейся неизменной в процессе управления, для реализации вектора целей управления. Условия для структурного управления:

а) обретение вектором цели управления устойчивости во времени; б) если объём детерминированного (непрерывного, регулярного) взаимодействия элементов системы превышает объём случайного (статистически упорядоченного); в) продолжительность процессов взаимодействия элементов превышает время их жизни; г) многократное устойчивое воздействие на систему возмущающего фактора.

Одним из условий структурного управления является наличие структуры объекта управления. Модель ключевых показателей, предложенная Капланом и Нортоном [4, 5], использует совокупность показателей безотносительно к структуре, которую эта совокупность образует как модель.

Структуризация моделей данных. Структурное управление — сложный, динамический процесс, имеющий многоуровневую структуру [9]. Для определения его проблем и противоречий, нуждающихся в разрешении, необходимо произвести анализ тех компонентов, которые представляются наиболее существенными для его описания и

понимания. Оптимальным, на наш взгляд, в этом случае является применение системного анализа.

Структуризация моделей данных [10] и структуризация сложных систем – процесс, основанный на формализации и классификации. Построение управленческой модели основано на формализации процессов управления. Процесс управления можно рассматривать как информационное взаимодействие [11] двух объектов: «управляющего объекта» и «управляемого». Формализация процессов управления начинается с анализа совокупности условий, описывающих среду, в которой находится управляемый объект, и возможности управляющего объекта. Структуризация моделей данных является основным процессом формирования информационных ресурсов.

Простейшей процедурой структуризации является агрегация [7], которая заключается в конструировании объекта из других базовых объектов.

Основой структуризации управленческих моделей является выявление и формализация связей. Связи устанавливают причинно-следственные зависимости [12] между компонентами управленческого решения и результатом принятия решений.

В результате структуризации в объект управления поступают оптимальные (в аспекте структуры) управленческие решения. Причем признаками оптимальности управления могут служить ключевые показатели [4, 5], объем управленческой модели и структура ее содержания.

Особенности оптимизации электроэнергетических систем. Задачи оптимизации длительных режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС) актуальны как при централизованном управлении, так и в условиях рынка электроэнергии [13, 14]. Для электроэнергетических систем многих регионов Российской Федерации характерными являются значительные доли генерирующих мощностей гидроэлектростанций (ГЭС) и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), что обеспечивает существенную экономию органического топлива. Долгосрочное планирование режимов работы таких систем и оперативное управление ими являются достаточно сложными задачами [15], что связано как со случайным характером притока воды в водохранилища ГЭС, так и с необходимостью учета влияния тепловых нагрузок ТЭЦ на их расходы топлива, идущего на выработку электроэнергии.

Важное значение для управления электроэнергетическими системами имеет создание математических моделей для решения задач оптимизации режимов энергосистем [16]. При этом актуальным является как структура таких моделей, так и метод их построения. Одним из подходов структурного построения моделей является дихотомический анализ [17] и особенно дихотомический системный анализ [18].

Модели оптимизации разделяют на модели структурной оптимизации и бесструктурной оптимизации [19]. Модели структурной оптимизации слабо исследованы и задачу оптимизации часто рассматривают односторонне, привязывая ее только к целевой функции или одному ключевому показателю. Бесструктурная оптимизация – это оптимизация по целевой функции безотносительно к структуре объекта управления к структуре управляемого объекта. Хотя в управлении и экономике широко применяют понятие «структурные сдвиги» как инструмент повышения качества управления и производства, структурная оптимизация практически отсутствует как фактор получения оптимальных решений и оптимизации.

По нашему мнению изменению структуры может влиять и на целевую функцию и, тем более, на ключевые показатели, которые часто выбирают эмпирически без должного обоснования.

Дихотомический подход. Основной идеей дихотомического анализа задание дихотомических признаков для разделения совокупности. Одним из вариантов является выявление различий между одним объектом анализа и другими объектами, между одним из свойств объекта и другими свойствами, между одним вариантом развития ситуации и другими вариантами. Дихотомический анализ особенно эффективен, если удается найти

оппозиционные переменные [20] в качестве критерия деления или использовать принцип оппозиции.

При дихотомическом анализе необходимо учитывать критерий деления и отношения, которые возникают между объектами дихотомического деления.

Дихотомический анализ может быть системным и не системным. Дихотомический «не системный» анализ направлен на исследование отдельных свойств объекта.

Дихотомический системный анализ направлен на выявление системных свойств объекта исследования или на исследование объекта как сложной системы. При построении оптимизационной модели применяют системный дихотомический анализ. Формально дихотомический анализ при построении модели выглядит в виде последовательности действий. Назовем такую последовательность условно последовательностью А. Эта последовательность включает следующие уровни или этапы.

А1: Разбиение объекта исследования на подсистемы или основные части верхнего уровня;

А2: Разбиение подсистем на части второго уровня;

А3: Разбиение частей второго уровня;

……

An: Разбиение на элементы.

По существу данный подход основан на выявлении синтагматических отношений на каждом уровне анализа Ai, i=1….n на выявлении парадигматических отношений между уровнями.

Построение структуры. Определим оптимизационную модель на основе системного подхода [18]. Оптимизационная модель ОМ есть множество элементов, образующих структуру и обеспечивающих принятие решений в заданных условиях окружающей среды.

$$\text{ОМ} = (\varepsilon, ST, DS, E) \quad (1)$$

где ε – элементы, ST – структура, DS – принятие решений, E – среда. Подчеркнем, что оптимизационная модель, о которой идет речь, предназначена для поддержки принятия решений. Задача, которая требует создания оптимизационной модели, состоит в оптимизации длительных режимов работы электроэнергетических систем (ЭЭС) [15].

Дихотомический анализ относится к теоретическим методам. Он позволяет на основе последовательности действий А выявлять все существенные параметры и создавать структурную схему оптимизационной модели.

На рисунке 1 приведена схема дихотомического системного анализа. На первом этапе выбирается свойство P_1. Свойство P_1 позволяет выделять основные части модели верхнего уровня в соответствии с парадигмой А1.

На этом этапе проводится анализ на наличие свойства первого уровня. Объект исследования (в нашем случае модель принятия решения) разделяется на оппозиционные [18, 20] части: «P_1» и «Не P_1». Часть «Не P_1» подвергается дальнейшему анализу. В результате анализа выделяется часть P_2.

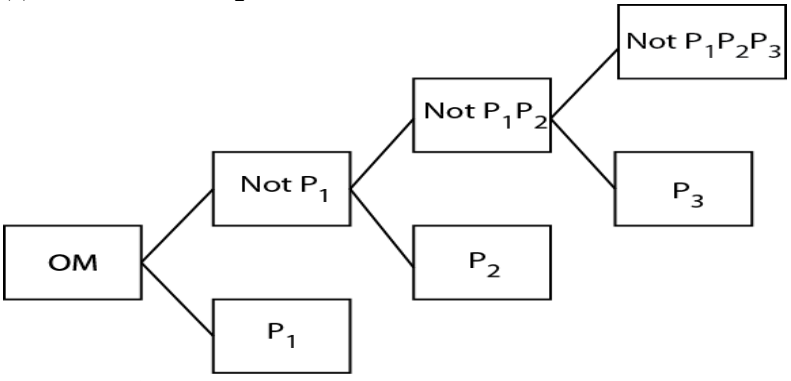


Рис. 1. Дихотомический анализ свойств объекта

В результате анализа на этом этапе остаются три части: P_1 и P_2 и оппозиционная часть «не P_1 и не P_2 ». Оппозиционная часть «не P_1 и не P_2». подвергается дальнейшему дихотомическому анализу. В результате выделяется части P_1; P_2; P_2;«не P_1 и не P_2 и не P_3».

На заключительном этапе выделяется и некий остаток «не P_1 и не P_2 и не P_3». Если он не содержит существенных факторов, влияющих на принятие решений, то этим остатком пренебрегают в силу несущественного влияния его на свойства объекта. На этом дихотомический анализ верхнего уровня заканчивается, и переходят к анализу на втором уровне. В результате анализа на первом уровне, в соответствии со схемой на рисунке, оптимизационная модель ОМ примет вид

$$OM = F(P_1, P_2, P_3) \quad (2)$$

Но это только часть модели, которая описывает верхний уровень безотносительно к нижним уровням. На следующем этапе в соответствии с парадигмой А2 выделяют основные части модели второго уровня. Этап разбиения повторяют до уровня парадигмы An. После этого конструируют модель из всех существенных факторов, влияющих на принятие решений. Схема метода, приведенная на рисунке, называется «деревом разбора».

Дихотомический анализ позволяет не только выявить системные признаки объекта исследования, но и оценить его сложность [21, 22]. Согласно дихотомии объекты можно разделять на группы «простые - сложные». Простым называют объект [23], описание которого соответствует выражению (2). Параметры, входящие в выражение (2) называют первичными. Описание простого объекта получается линейным прохождением дерева разбора. Сложным называют объект, описание которого включает первичные, вторичные параметры, параметры третьего уровня и элементы. Вложенность параметров определяет уровень сложности. Для модели, построенной по этому методу, сложность оценивается как «сложность по Колмогорову» [24]. Для оценки сложности по смыслу можно использовать "колмогоровскую сложность" [24]. Сложность можно оценить как число шагов продвижения по модели дерева разбора, необходимое для полного описания данной оптимизационной модели.

Предложенная методика позволяет обосновать схему дерева принятия решений. В частности такой метод позволяет сформировать дерево принятия решений с учетом внешних условий функционирования ГЭС [25].

Данная методика позволяет ликвидировать «семантический разрыв» [11, 26] между эмпиритикой и теорией. Она основана на логике и тем самым служит логическим обоснованием построения модели и определения ключевых показателей, характеризующих данную модель.

Следует подчеркнуть, что данный метод решает только одну задачу оптимизации – построение оптимальной структуры модели поддержки принятия решений. Исследование целевой функции и многокритериальный анализ являются дополнением данного метода и решением полной задачи оптимизации.

Заключение. Предложенный метод дихотомического анализа использует принцип оппозиционности и последовательного много уровневого анализа. Он позволяет создавать структуру оптимизационной модели которая является адекватной и структурно оптимальной. Кроме того, данный метод на основе логических построений позволяет выявлять ключевые (существенные) показатели с позиций принятия решений. Метод является дополнением метода оптимизации по целевой функции. По существу он формирует новый информационный ресурс для решения задач управления [27].

Дальнейшим его развитием является решение задачи комплексной структурной и бесструктурной оптимизации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гольдштейн Г. Я. Стратегические аспекты управления НИОКР //Таганрог: Изд-во ТРТУ. – 2000.

2 Тихонов А.Н., Иванников А. Д., Соловьёв И.В., Цветков В.Я. Основы управления сложной организационно-технической системой. Информационный аспект. - М.: МаксПресс, 2010.-228с.

3. Хорват П. Сбалансированная система показателей как средство управления предприятием //Проблемы теории и практики управления. – 2000. – №. 4. – С. 108-113.

4. Kaplan R. S., Norton D. P. Using the balanced scorecard as a strategic management system //Harvard business review. – 1996. – Т. 74. – №. 1. – С. 75-85.

5. Kaplan R. S., Norton D. P. Balanced Scorecard-Strategien erfolgreich umsetzen. – 1997.

6. Тихонов А.Н., Иванников А.Д., Соловьёв И.В., Цветков В.Я. Основы управления сложной организационно-технической системой. Информационный аспект. - М.: МаксПресс, 2010.-228с.

7. Кудж С.А., Соловьёв И.В., Цветков В.Я. Когнитивные модели и методы. Краткий словарь-справочник. — М.: Московский государственный технический университет радиотехники, электроники и автоматики МГТУ МИРЭА , 2014. - 95с., электронное издание, номер гос. регистрации 0321400338.

8. Тихонов А.Н., Иванников А.Д., Соловьёв И.В., Цветков В.Я., Кудж С.А. Концепция сетецентрического управления сложной организационно-технической системой - М.: МаксПресс, 2010.-136с.

9. Александров В. В., Горский Н. Д. Структуризация иерархических систем//Алгоритмические модели в автоматизации исследований. М.: Наука. – 1980. – С. 9-13.

10. Цветков В. Я. Информатизация: Создание современных информационных технологий. Часть 1. Структуры данных и технические средства.- М., ГКНТ, ВНТЦентр, 1990.- 118с.

11. V. Y. Tsvetkov. Information Interaction as a Mechanism of Semantic Gap Elimination // European Researcher, 2013, Vol.(45), № 4-1, p.782- 786

12. Ozhereleva T. Impact Analysis of Education Quality Factors // European Journal of Economic Studies, 2013, Vol.(5), № 3- p172-176

13. Елсуков П.Ю. Построение энергетических характеристик ТЭЦ для задач оптимизации режимов работы ЭЭС. / В кн. Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 34. Иркутск. 2004 г. - С. 95 - 101.

14. Елсуков П.Ю. Оптимизация краткосрочных режимов работы

теплоэлектроцентрали. / В кн. Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 35. Иркутск. 2005 г. - С. 118 - 125.

15. Елсуков П. Ю., Корнеева З. Р. Исследование длительных режимов работы энергосистемы, включающей ГЭС многолетнего регулирования. / Сб. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы ежегодной Всероссийской научно-технической конференции с междунар. участием, ИрГТУ, Иркутск, 2009. С. 360 – 364.

16. Горнштейн В. М. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем - М.: Энергия. – 1981. – 336с.

17. Цветков В. Я. Дихотомический анализ сложности системы // Перспективы науки и образования- 2014. - №2. – с.15-20.

18. Tsvetkov V.Ya. Dichotomous Systemic Analysis. Life Science Journal 2014; -11(6).- pp586-590.

19. Соловьёв И.В. Сложная организационно-техническая система как инструмент исследования искусственных антропогенных систем // Дистанционное и виртуальное обучение. - №1. – 2014. - с.5- 23.

20. V. Y. Tsvetkov. Opposition Variables as a Tool of Qualitative Analysis // World Applied Sciences Journal. -2014. - 30 (11). – p.1703-1706.

21. Boros E. et al. A complexity index for satisfiability problems //SIAM Journal on Computing. – 1994. – Т. 23. – №. 1. – p.45-49.

22. V. Ya. Tsvetkov. Complexity Index // European Journal of Technology and Design, 2013, Vol.(1), № 1, p.64-69.
23. Бирюков Б. В., Тюхтин В. С. О понятии сложности //Логика и методологиянауки.–М.: Наука. – 1967. – С. 218-225.
24. Колмогоров А. Н. Три подхода к определению количества информации // Проблемы передачи информации. – 1965. – том 1, вып.1, - с3.- 11.
25. Елсуков П. Ю. Оптимизация длительных режимов работы энергосистем, включающих ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования. / Современные техника и технологии: сборник трудов XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3 т. Т. 1 / Томский политехнический университет. - Томск: Изд- во Томского политехнического университета, 2012. – с.51 – 53.
26. Ehrig M. Ontology alignment: bridging the semantic gap. – New York: Springer, 2007. – 250 p.
27. Матчин В.Т. Информационные ресурсы как инструмент научного исследования и развития // Вестник МГТУ МИРЭА «MSTU MIREA HERALD» 2014 - № 2 (3) - с.235-256.

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

П. М. Ерохин, К. С. Колясников
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени Первого Президента России Б. Н. Ельцина»

Введение.

Целевой функцией, рассматриваемой в теории рынков электроэнергии, является функция благосостояния участников рынка. Её максимальное значение соответствует условию существования равновесной цены [1]. Функция благосостояния используется для проведения расчётов между поставщиками и потребителями электроэнергии на «рынке на сутки вперёд» (РСВ).

Для того чтобы обеспечить возможность проведения этих расчётов, необходимо заранее определить перечень генерирующего оборудования, способного удовлетворить прогнозируемый спрос на электроэнергию, с учётом плановых резервов и графиков ремонта сетевого и генерирующего оборудования. В теории и практики рынков электроэнергии эта задача называется «выбор состава включенного генерирующего оборудования» (ВСВГО).

Её особенностью является отсутствие информации об эластичности спроса на электроэнергию со стороны потребителей. По этой причине задача максимизации функции благосостояния при недельном планировании заменяется задачей минимизации стоимости электроэнергии.

Действующая на оптовом рынке электроэнергии и мощности России процедура ВСВГО не позволяет в полной мере учитывать интегральные и режимные ограничения работы ГЭС [2].Ограничения касаются только регулировочного диапазона ТЭС, суммарной суточной выработки ГЭС и диапазона изменения часовых мощностей ГЭС, а также нижние и верхние пределы изменения перетоков мощности по контролируемым сечениям. Для того чтобы иметь возможность определить эффект от того или иного режима расходования воды на ГЭС, необходимо включить в задачу переменные и ограничения, соответствующие балансу водных ресурсов и требованиям неэнергетических водопользователей. Это требование влечёт за собой выбор соответствующего вектора независимых переменных и

пересмотр подхода к формированию целевой функции.

Вектор независимых переменных запишем следующим образом: $\mathbf{x}=[WP_{ТЭС}Q_{ТЭС}q_{Ps}q_{Qs}p_{Ps}p_{Qs}VV_{x.c.}\ Q_{ГЭС}\ \delta U]^T$, где W – объемы водохранилища на конец суток недельного периода планирования; V – расходы воды через гидротурбины ГЭС; $V_{x.c.}$ – расходы холостых сбросов через гидроузел; $P_{ТЭС}$ – активная мощность ТЭС; $Q_{ТЭС}$, $Q_{ГЭС}$ – потребляемая/вырабатываемая реактивная мощность ТЭС и ГЭС; q_{Ps}, q_{Qs}, p_{Ps} и p_{Qs} – фиктивные переменные; δ и U – фаза и модуль напряжения. Фиктивные переменные связывают перетоки в сечениях электрической сети с фазами и модулями узловых напряжений: $P_s(\delta,U) - q_{Ps} = P_{smin}$; $P_s(\delta,U) + p_{Ps} = P_{smax}$; $Q_s(\delta,U) - q_{Qs} = Q_{smin}$; $Q_s(\delta,U) + p_{Qs} = Q_{smax}$, где P_s, Q_s – перетоки активной и реактивной мощности по сечению s, s = 1…S, где S – количество контролируемых сечений; индексы min, max обозначают соответствующие пределы изменения перетоков мощности.

Компоненты W, V и $V_{x.c.}$ определяют баланс водных ресурсов и позволяют учитывать требования неэнергетических водопользователей, а также величину вырабатываемой активной мощности ГЭС. Фиктивные переменные позволяют учитывать ограничения на перетоки мощности в электрической сети.

Целевая функция (далее ЦФ) задачи недельной оптимизации режимов включает в себя две компоненты:

$$f(x) = \sum_{h=1}^{H} И_{потр}h + И_{посл} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где компонента $И_{потр}h$ соответствует издержкам потребителей на покупку электроэнергии в узле h, h = 1…H, где H – количество узлов в энергосистеме; а $И_{посл}$ – характеризует изменение издержек потребителей в следующем за рассматриваемым недельным интервалом планирования периоде и называется функцией последействия. Она обеспечивает связь между недельным и долгосрочным режимами работы гидроэлектростанций.

Издержки потребителей в (1) для каждого узла электрической сети можно определить следующим образом:

$$И_{потр}h = \sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24} Ц_{hit} \cdot \left(\sum_{k=1}^{K} P_{ТЭСhkit} + \sum_{n=1}^{N} P_{ГЭСhnit}\right), \quad (2)$$

где $Ц_{it}$ – равновесная цена на электроэнергию в час ti-х суток планирования; $P_{ТЭС}$ и $P_{ГЭС}$ – мощность, поставляемая на рынок тепловыми и гидравлическими электростанциями; индексы k = *1*...K и n = *1*...N обозначают номер ТЭС и ГЭС соответственно. Функция последействия [3] представляется как:

$$И_{посл} = И_0 + \sum_{o}^{\Omega}\sum_{n=1}^{N} \frac{\partial И}{\partial W_n}(\Delta W_{on} + \Delta w_{on}), \quad (3)$$

где $И_0$ – издержки потребителей, соответствующие начальному значению объёмов водохранилищ ΔW и объёмов Δw расходования воды вышележащими ГЭС в рассматриваемом недельном цикле планирования; ΔW_n – изменение объёма водохранилища n – ой ГЭС в течение недельного интервала планирования; Δw_n – изменение объёма водохранилища n – ой ГЭС за пределами расчётного интервала, определяемое временем добегания расходов воды от вышележащих ГЭС; n = 1 … N, N – количество ГЭС в каскаде; o = 1… Ω, Ω – количество каскадов.

В выражении (2) присутствуют только две компоненты $P_{ТЭС}$ и $P_{ГЭС}$, которые в свою очередь сами являются сложными нелинейными зависимостями относительно компонент вектора x [4]. Для того чтобы иметь возможность вычислить первые и вторые частные производные ЦФ, компоненты в формуле (2) запишем в подходящем виде. Для этой цели воспользуемся тем фактом, что потребители оплачивают потери мощности в сети, тогда формулу (2) можно записать в виде:

$$И_{потр}h = \sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24} Ц_{hit} \cdot \left(P_{нhit} + \sum_{s=1}^{S} \Delta P_{hsit}\right), \quad (4)$$

где $P_{н\ hit}$ – прогнозируемый спрос потребителей, ΔPhsit –потери мощности в сечении s в час ti-ых суток планирования в узле h.

Потеря мощности в сечении s с одной стороны является функцией от потребляемой/поставляемой мощности, фазы и модулей напряжений в узлах, связанных этим

сечением [4], а с другой стороны определяется потоком мощности в начале и конце сечения [5].

Выражение потерь активной мощности в сечении s с помощью потока мощности в начале и конце линии имеет следующий вид (здесь и далее для простоты записи опущены индексы h, iи t):

$$\Delta P_s = P_s^{н}(\delta^{\text{Н}}, U^{н}) - P_s^{к}(\delta^{\text{К}}, U^{к}). \quad (5)$$

Выразим поток мощности в начале линии через фиктивные переменные:

$$P_s^{н}(\delta^{\text{Н}}, U^{н}) = P_{\text{S max}} - p_{\text{Ps}}, \quad (6)$$

$$P_s^{к}(\delta^{\text{К}}, U^{к}) = P_{\text{S min}} + q_{\text{Ps}}. \quad (7)$$

Подставляя соотношение в правой части (6) в (5), получаем:

$$\Delta P_s = P_{\text{S max}} - p_{\text{Ps}} - P_s^{к}(\delta^{\text{К}}, U^{к}). \quad (8)$$

С другой стороны $P_s^{к}(\delta^{\text{К}}, U^{к}) = P_s^{н}(\delta^{\text{Н}}, U^{н}) - \Delta P_s$ и, делая подстановку этого выражения в (8), получим:

$$\Delta P_s = P_{\text{S max}} - p_{\text{Ps}} - P_s^{н}(\delta^{\text{Н}}, U^{н}) + \Delta P_s. \quad (9)$$

Далее, заменяя поток активной мощности в (9) соотношением (7), получаем окончательное уравнение, связывающее потери активной мощности в сети с параметрами режима и фиктивными переменными вектора независимых переменных:

$$\Delta P_s = [(P_{\text{S max}} - P_{\text{S min}}) - (p_{\text{Ps}} + q_{\text{Ps}})] + \Delta P_s. \quad (10)$$

Используя аналогичные рассуждения относительно потерь и перетоков реактивной мощности, уравнение (10) можно записать в следующем виде:

$$\Delta P_s = [(P_{\text{S max}} - P_{\text{S min}}) - (p_{\text{Ps}} + q_{\text{Ps}})] + \frac{r_{lm}}{z_{lm}}\left[(Q_{\text{S max}} - Q_{\text{S min}}) - \left(p_{\text{Qs}} + q_{\text{Qs}}\right)\right] + \Delta P_s, \quad (11)$$

где l, m - номера узлов, связанных сечением s; r, z – активное и реактивное сопротивление сечения s.

Из (3), (4) и (11) окончательно имеем следующее выражение для расчёта целевой функции (1):

$$f(x) = \sum_{h=1}^{H}\sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24}\sum_{s=1}^{S} Ц_{hit}\,[(P_{hitSmax} - P_{hitSmin}) - (p_{Phits} + q_{Phits})] +$$

$$\sum_{h=1}^{H}\sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24}\sum_{s=1}^{S} Ц_{hit}\,\frac{r_{hitlm}}{z_{hitlm}}\left[(Q_{hitSmax} - Q_{hitSmin}) - \left(p_{Qhits} + q_{Qhits}\right)\right] +$$

$$\sum_{h=1}^{H}\sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24} Ц_{hit} Р_{нhit} + \sum_{h=1}^{H}\sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24}\sum_{s=1}^{S} Ц_{hit}\,\Delta P_{hits} + \sum_{n=1}^{N}\frac{\partial И}{\partial W_n}(\Delta W_n + \Delta w_n) + И_0. \quad (12)$$

Запись уравнения (1) в форме (12) позволяют, во-первых, учесть ограничения на перетоки мощности по контролируемым сечениям, их влияние на равновесные цены в узлах сети, а во-вторых, обеспечить взаимоувязанное планирование недельных и долгосрочных режимов работы каскадов ГЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

В статье предложен способ формирования ЦФ задачи оптимального планирования недельных режимов работы гидротепловой энергосистемы. Такая формулировка ЦФ позволяет ввести в рассмотрение независимые переменные, связывающие режимы работы ГЭС с ограничениями, накладываемыми неэнергетическими водопользователями и балансом водных ресурсов, а также учесть ограничения по перетокам мощности по контролируемым сечениям. Это позволяет осуществить комплексную оптимизацию режимов работы гидротепловой энергосистемы с помощью современных алгоритмов нелинейного программирования на основе метода внутренней точки [6].

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Стофт С. Экономика энергетики. Введение в проектирование рынков электроэнергии. М.: Мир, 2006, 627 с.

2. Давидсон М.Р. и др. Математическая модель энергосистемой в условиях конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности в России // Известия РАН. Теория и системы управления. 2009. №2. с. 84-94.

3. Е.В. Цветков, Т.М. Алябышева, Л.Г. Парфенов. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.

4. Веников В.А. Электрические расчёты, программирования и оптимизация режимов.

М.: Высшая школа, 1973. 320 с.
5. Идельчик В. И. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
6. Ulbrich M., Ulbrich S., Vicente L. N. A globally convergent primal-dual interior-point filter method for nonlinear programming. // – Mathematical Programming, 100, 2004 – стр. 379–410.

О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ ПРОГРАММНОГООБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШИХСЯРЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В.Г. Гольдштейн, А.С. Ведерников, Е.М. Шишков
Самарский государственный технический университет

Из содержания новых законодательных и директивных документов [1, 2] следует, что анализ установившихся режимов (УР) электрических сетей становится без преувеличения самой часто решаемой задачей в электроэнергетике. Беспрецедентно большое количество серийных расчетов выполняется как по основным режимам и подрежимам текущего, перспективного управления, планирования и ретроспективного анализа, так и при многовариантном сравнении при проектировании. Результаты этих расчетов имеют самостоятельное значение, а также широко используются при решении комплексных задач. В современных условиях для этого используются специализированные промышленные программные расчетные комплексы (ППРК) [3 – 5].

Но уже в течение многих лет их построение отстает от практики реализации ряда насущных технологических задач, связанных, с учётом многопроводности схем сетей, принципиальных допущений о внутренней симметрии реально несимметричного трёхфазного электрооборудования, определения и разделения потерь во взаимосвязанных элементах сети и др. Несомненно, надо отметить, что эти задачи могут быть решены *в* индивидуальном порядке с помощью универсальных комплексов типа MATLAB/Simulink, MathCad, WolframMathematica, GNUOctave, Scilab, Maxima, Maple/Maplesim, MuPAD, либо специализированных PSCAD, EMTP-RV, ATP-EMTP и др. При этом тратится неоправданно много сил и времени на подготовку исходной информации, текущее управление компьютерными исследованиями, интеллектуальную обработку, обобщение и оформление результатов в виде требуемых документов.

Интерактивные исследовательские программные продукты этого класса и, в частности, наиболее распространенный из них MATLAB/Simulink [6], в принципе не предназначены для эффективного решения названных выше массовых серийных расчетов УР в эксплуатации и проектировании, особенно в интеллектуальных электрических системах с активно-адаптивными сетями (ИЭС с ААС), в которых в значительной мере увеличивается их количество и жесткость требований к результатам.

Обширный опыт эксплуатации существующего программного обеспечения, анализ, проведенный авторами, и данные, приведенные в [3 – 5], позволяют уверенно констатировать, что в настоящее время большинство современных отечественных и зарубежных ППРК по своим возможностям, исполнению и практической реализации не соответствуют в полной мере, положениям и требованиям, предъявляемым к решению таких задач эксплуатирующими и проектными электроэнергетическими организациями.

В частности, для ИЭС с ААС очень важно при этом, что названные расчеты и компьютерные эксперименты должны обеспечиваться с необходимой достоверностью и приемлемым быстродействием для трехфазных электрических сетей большого объема с количеством элементов до 8000 узлов. Это требует в качестве обязательной составляющей наличия в ППРК информационной базы сети (ИБС) с гибкой графической, блочно-

интерактивной системой управления топологической, режимной, нормативно-справочной, технико-экономической и другой информацией.

Отсутствие такой ИБС или разнообразные ограничения ее возможностей, предпринимаемые в ряде известных разработок, катастрофически снижают возможности подобных программных продуктов. Обратим внимание на то, что они по своему определению должны быть ориентированы на постоянно возрастающий спектр и усложнение задач управления и проектирования, в частности, ИЭС.

Оценивая в целом состояние ППРК в отечественной и зарубежной электроэнергетике, можно констатировать, что оно не отвечает приведенным выше требованиям, как и большому числу других особенностей электрических сетей настоящего времени и особенно ИЭС по многим основным положениям и позициям.

Прежде всего, это касается методической основы. Принципиально в большой части ППРК в том или ином виде используется допущение о внутренней симметрии элементов трехфазной сети, которое позволяет в том или ином виде применять метод симметричных составляющих *(МСС)*, предложенный в прошлом веке Ч. Фортескью, и развитый в работах К.Ф. Вагнера и Р.Д. Эванса [7]. Он полностью ориентирован на определение несимметричных трехфазных параметров – токов и напряжений в искусственных симметричных схемах прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Среди существующих программных средств можно выделить наиболее перспективные разработки ИрГУПС [8, 9], нашедшие отражение в комплексе Flow3 и моделирующем комплекс реального времени и для решения задач управления в ИЭС с ААС [12]. Отметим, что в последнем случае представлен открытый гибридный программный продукт, в котором возможно практически неограниченное наращивание и модернизация одно и многопроводных моделей непрерывно моделируемых объектов исследования.

С этой точки зрения, по мнению авторов, целесообразно дальнейшее развитие для решения названных проблем метода фазных координат *(МФК)* [8 – 13], имеющий значительно большие возможности по сравнению с МСС, так как в нем нет его генетически заложенных недостатков и, прежде всего, жёстких допущений о внутренней симметрии. МФК хорошо известен, получил также широкое распространение, однако проблемы его применения ППРК решены далеко не полностью (особенно для элементов ИЭС с ААС), что можно отметить даже в наиболее продвинутой разработке и обширных исследованиях ИрГУПС [8].

На основании сказанного выше можно сформулировать ряд проблем по созданию ППРК на основе применения МФК, из которых наиболее существенными можно назвать проблемы:

- создание многопроводной информационной базы сети (ИБС) с гибкой графической, блочно-интерактивной системой управления информацией;

- разработка управляемых многопроводных компьютерных моделей элементов и всей ИЭС с ААС с графическим коммутационным и параметрическим управлением их топологией и др.

Приведем один пример, подтверждающий настоятельную необходимость отказа от применения МСС в пользу МФК при анализе установившегося режима сети 220 кВ с двухцепными ВЛ (рис. 1). Режим рассчитан по программе «RastrWin 3» в однопроводном варианте и в многопроводном – по методике [13]. Исходные данные и результаты представлены непосредственно на рис.1: напряжения – в кВ, токи (со стрелками) – в А, потоки мощности и нагрузки - в МВА. Обозначения подстанций в таблицах 1 и 2: Ц - Центральная, Ю – Южная, С – Степная. Обозначения ВЛ: Ц→Ю-1, Ц→Ю-2, Ц→С-1, Ц→С-2, С→Ю.

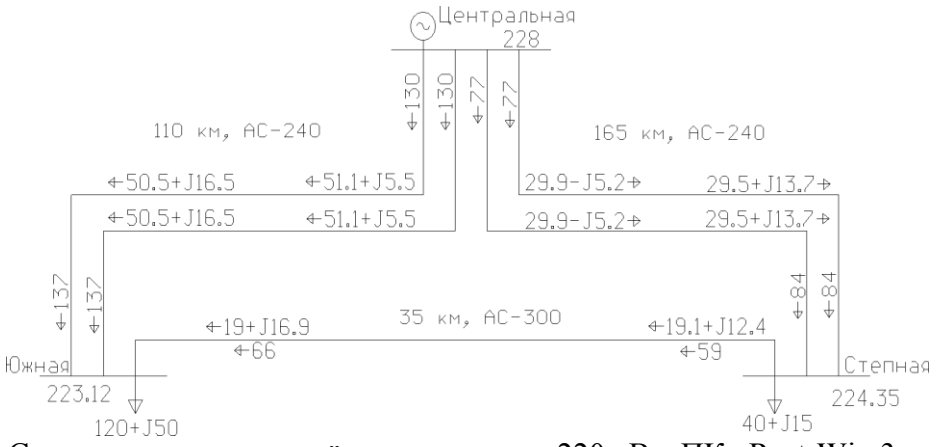


Рис.1. Схема и результат расчёта режима сети 220 кВ в ПК «RastrWin 3».

Для простоты приведём результат вывода уравнения состояния одноцепной разомкнутой ВЛ, каждая из фаз которой расщеплена только на две составляющих. Соответствующая модель процессов, протекающих в такой линии, изображена на рис. 2.

Таблица 1. Модули напряжения, полученные при расчёте режима сети 220 кВ.

Подстанция		Значения линейных напряжений, кВ	
		При расчёте в фазных координатах	По RastrWin 3
Центральная	U_{AB}	227,68	228,00
	U_{BC}	227,49	
	U_{CA}	227,39	
Южная	U_{AB}	222,53	223,12
	U_{BC}	223,35	
	U_{CA}	221,70	
Степная	U_{AB}	223,79	224,35
	U_{BC}	224,63	
	U_{CA}	223,15	

Таблица 2. Значения фазных токов, полученные при расчёте режима сети 220 кВ.

Линия		Действующие значения фазных токов, А			
		При расчёте в фазных координатах		По RastrWin 3	
		В начале линии	В конце линии	В начале линии	В конце линии
Ц→Ю-1	I_A	$124.16e^{-j\,4.68°}$	$135.01e^{-j\,21.06°}$	130	137
	I_B	$133.05e^{-j\,123.05°}$	$138.58e^{-j\,140.58°}$		
	I_C	$132.53e^{j\,113.67°}$	$137.96e^{j\,98.21°}$		
Ц→Ю-2	I_A	$124.16e^{-j\,4.68°}$	$135.01e^{-j\,21.06°}$	130	137
	I_B	$133.05e^{-j\,123.05°}$	$138.58e^{-j\,140.58°}$		
	I_C	$132.53e^{j\,113.67°}$	$137.96e^{j\,98.21°}$		
Ц→С-1	I_A	$73,59e^{j\,13.68°}$	$85.18e^{-j\,28.34°}$	77	84
	I_B	$81.47e^{-j\,104.90°}$	$84.89\,e^{-j\,149.27°}$		
	I_C	$80.56e^{j\,130.62°}$	$84.11e^{j\,91.36°}$		
Ц→С-2	I_A	$73,59e^{j\,13.68°}$	$85.18e^{-j\,28.34°}$	77	84
	I_B	$81.47e^{-j\,104.90°}$	$84.89\,e^{-j\,149.27°}$		
	I_C	$80.56e^{j\,130.62°}$	$84.11e^{j\,91.36°}$		
С→Ю	I_A	$61.67e^{-j\,36.73°}$	$70.52e^{-j\,44.96°}$	59	66
	I_B	$60.77e^{-j\,159.48°}$	$67.94e^{-j\,168.79°}$		
	I_C	$58.99e^{j\,82.60°}$	$66.16e^{j\,74.53°}$		

Анализ полученных результатов показывает, что напряжения в узлах сети, полученные в результате расчёта по однолинейным схемам и схемам в фазных координатах, различаются не сильно. На результаты расчёта токов в фазах ВЛ значительно влияет процесс перехода мощности между фазами линии, который приводит к несимметрии по значениям их модулей, достигающей 10%, которую нельзя определить с помощью однолинейных схем замещения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Построение современных специализированных ППРК в течение многих лет отстаёт от практики реализации ряда насущных технологических задач анализа и планирования УР.

2. По мнению авторов, в настоящее время в расчётах УР недопустимо использование грубых допущений о внутренней симметрии реально несимметричного трёхфазного электрооборудования, определения и разделения потерь во взаимосвязанных элементах сети, отсутствии взаимных влияний проводов между фазами одноцепных и двухцепных ВЛ с учётом состояния грозозащитных тросов.

3. Перспектива широкого распространения ИЭС с ААС делает необходимым решение задач анализа их УР с учётом специфического несимметричного построения устройств FACTS, т.е. в фазных координатах.

4. Расчёт приведённого примера убедительно демонстрирует, что различия в однопроводной и многопроводной постановке задачи показывают недопустимый уровень расхождений по фазным токам, потокам и потерям мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Об электроэнергетике: федер. закон Рос. Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ // Рос. газ. – 2003. – 1 апреля.

2. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности: федер. закон Рос. Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ // Рос. газ. – 2009. – 27 ноября.

3. Кокоулин Д.Н. Обзор программных комплексов для расчёта электромагнитных переходных процессов в электроэнергетических системах // Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. IX / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарина. – М.: Энергоатомиздат, 2009 – С. 562 – 568.

4. Герих В.П., Логинов Н.П., Ратуш А.Б. Программное обеспечение расчетов электрических режимов ЭЭС при переходе к конкурентному рынку электроэнергии // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок / Под ред. Н.А. Манова. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2004. – С. 58 – 62.

5. Селиванов В.Н. Использование программы расчёта электромагнитных переходных процессов ATP-EMTP в учебном процессе // Вестник МГТУ. Т. 12. №1. 2009. – С. 107 – 112.

6. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.

7. Wagner C.F., Evans R.D. Symmetrical Components. – New York: McGraw-Hill. – 1933.

8. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та. – 2005. – 273 с.

9. Гусейнов А.М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах // Электричество. – 1989. – №8.

10. Берман. А.П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // Электричество. – 1985. – № 12. – с. 6 – 12.

11. Laughton M.A. Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. Part 1. System representation in phase frame of reference. // Proceedings of IEEE. Vol. 115. – 1968. – №. 8. – p. 1163-1172.

12. Боровиков Ю.С., Сулайманов А.О., Прохоров А.В. Всережимный моделирующий комплекс реального времени и его использование для решения задач управления в ИЭС ААС // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – №. 1 – С. 54–59.

13. Ведерников А.С., Гольдштейн В.Г., Шишков Е.М. Расчёт несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // Электричество. – 2013. – № 4. – с. 9 – 17.

ПРОБЛЕМЫ СИНХРОНИЗАЦИИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЮЩИХ РАСПРЕДЕЛЕННУЮ ГЕНЕРАЦИЮ

А. Ю. Азорин, Н. И. Воропай
Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева СО РАН

В последнее время в разных странах расширяется использование распределенной генерации (РГ), представленной малыми генерирующими установками, подключаемыми к распределительной электрической сети (РС) [1]. В Европейском Союзе, Северной Америке и ряде других стран распространение РГ связано в основном с расширением использования источников возобновляемой энергии. В России развитие РГ, установки которой работают параллельно с электроэнергетической системой (ЭЭС), может быть связано с реконструкцией мелких устаревших котельных в городах и поселениях городского типа, замещаемых малыми газотурбинными, парогазовыми, газопоршневыми, паротурбинными и другими установками, на базе которых формируются мини-ТЭЦ [2].

В связи с распространением установок РГ в системах электроснабжения (СЭС) возникают проблемы, аналогичные ЭЭС на базе больших генерирующих установок и высоковольтной электрической сети. Одна из таких проблем связана с восстановлением СЭС после крупных аварий, особенно при аварийном отключении основного пункта питания от ЭЭС [3]. Одной из важных задач по решению проблемы восстановления СЭС при этом является синхронизация отделившихся в процессе аварии «островов», формирующихся на основе баланса мощностей генерации и потребления в окрестности установок РГ [3, 4].

Одной из важных составляющих развиваемой в последние годы концепции интеллектуальной ЭЭС (Smart Grid) является понятие активной РС [5]. Важным свойством активной РС является ее способность к самовосстановлению после аварии, что предполагает автоматическую синхронизацию «островов» между собой и с ЭЭС [4].

В связи с этим отпадает возможность использования некоторых подходов к синхронизации отделившихся от ЭЭС электростанций или подстанций, связанных, например, с ручной синхронизацией [6-8]. С другой стороны, режим самосинхронизации при нагруженных синхронных генераторах (СГ) «островов» также не представляется целесообразным использовать в связи с появлением больших по величине токов и воздействием на СГ малых электростанций значительных электродинамических усилий, представляющих угрозу механической прочности СГ и турбин [9-10]. Следовательно, единственно возможным способом синхронизации «островов» является точная автоматическая синхронизация путем выравнивания синхронизируемых параметров.

В ходе исследования процесса синхронизации в СЭС, включающих РГ был выявлен еще один фактор, который оказывает значительное влияние на его протекание – статизм автоматических регуляторов скорости (АРС). АРС могут работать с астатической или статической характеристиками. В первом случае скорость вращения агрегата не зависит от мощности нагрузки, во втором – между ними имеется связь, которая характеризуется коэффициентом статизма, равным относительному изменению частоты при изменении нагрузки агрегата от холостого хода до номинального значения. Для однозначности распределения нагрузки между агрегатами АРС части агрегатов настраиваются на статическую характеристику. С целью же поддержания частоты в ЭЭС в заданных пределах АРС части агрегатов настраиваются на астатическую характеристику. Известно, что если хотя бы один АРС настроен астатически, то характеристика всей ЭЭС будет астатической [11].

Как правило, для поддержания частоты в ЭЭС выделяется ведущая электростанция. Так как в СЭС, включающих РГ мощности СГ резко недостаточны для регулирования частоты в ЭЭС, то исключено, что АРС этих агрегатов будут настроены на астатическую характеристику. В случае потери связи с ЭЭС и последующим нарушением устойчивой параллельной работы СГ с разделением СЭС на независимые «острова», частота внутри

последних отклониться от номинальной в силу настройки АРС на статическую характеристику. Данные отклонения могут превышать допустимые пределы.

В таком случае, с целью восстановления нормального режима работы СЭС, включающей РГ, необходимо задействовать в алгоритме работы синхронизатора функцию перевода АРС каждого агрегата со статической характеристики на астатическую. Это, в свою очередь, позволит добиться установления частоты внутри каждого «острова» на номинальное значение. В дальнейшем это упростит синхронизацию «островов» между собой. После успешного восстановления нормального режима работы СЭС, АРС части агрегатов могут быть вновь настроены на статическую характеристику, в то время как другая часть агрегатов по-прежнему будут выполнять функцию поддержания номинальной частоты. Когда будет восстановлена связь СЭС, включающей РГ с ЭЭС, оставшаяся часть астатически настроенных АРС агрегатов будет переведена на статическую характеристику.

С целью практического изучения и наглядного представления данного процесса была разработана математическая модель в программном комплексе MATLAB, которая показана на рисунке 1.

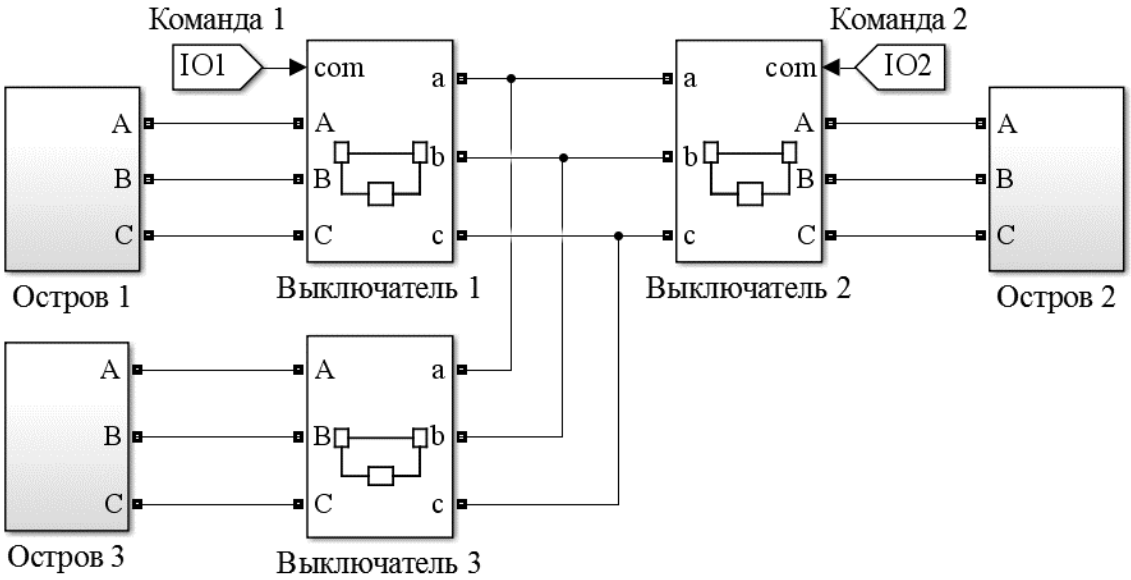


Рис. 1. Математическая модель СЭС, включающей РГ

Модель состоит из трех «островов», структура которых показана на рисунке 2 и при этом содержит СГ, нагрузку, привод, систему возбуждения и измеритель. «Острова» связаны между собой через выключатели. Источником механической мощности для СГ служит двухвальная газотурбинная установка, модель которой была разработана на основе [12].

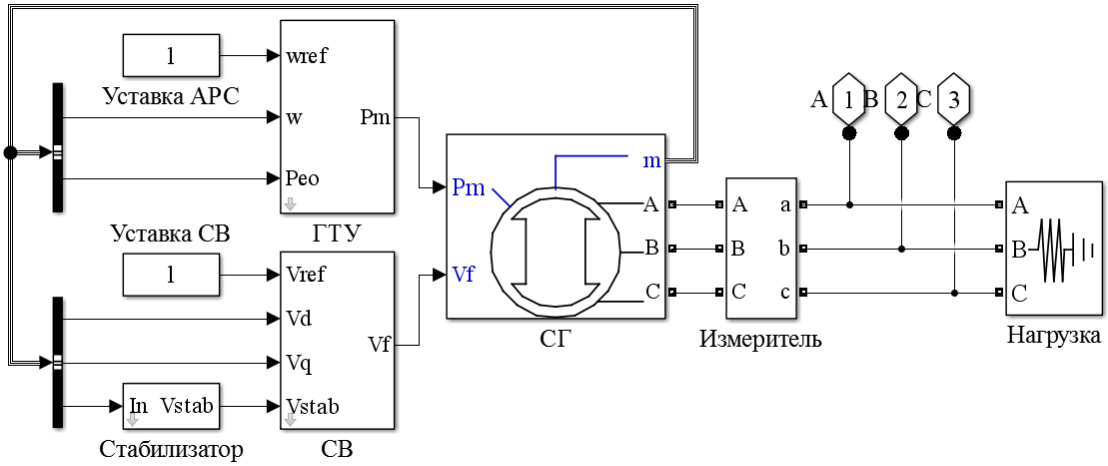


Рис. 2. Математическая модель «острова»

Графики переходных процессов скорости вращения, мощности и фаз напряжений СГ полученные в ходе эксперимента показаны на рисунках 3, 4 и 5 соответственно.

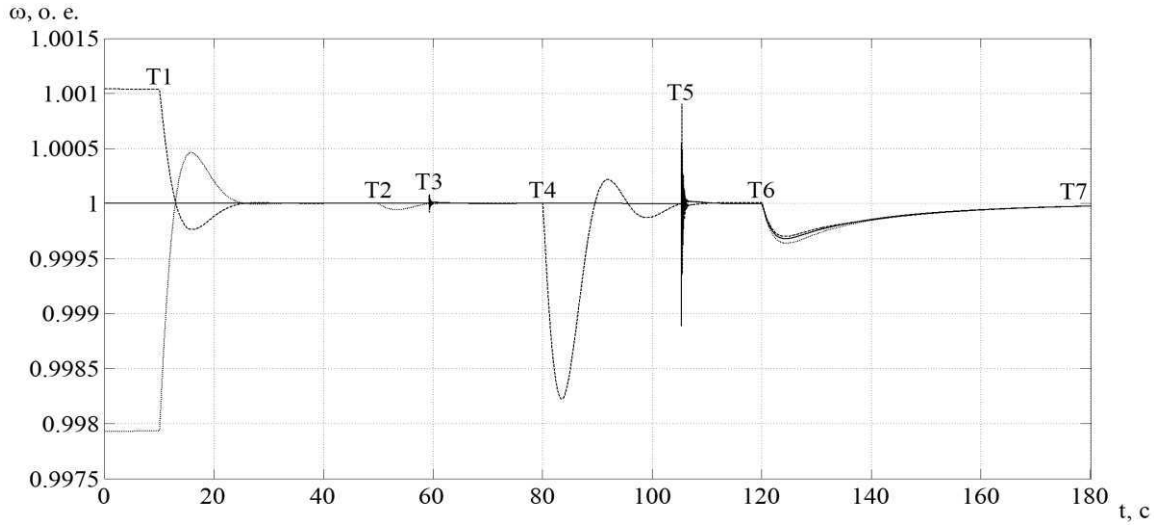


Рис. 3. График переходного процесса скорости вращения СГ

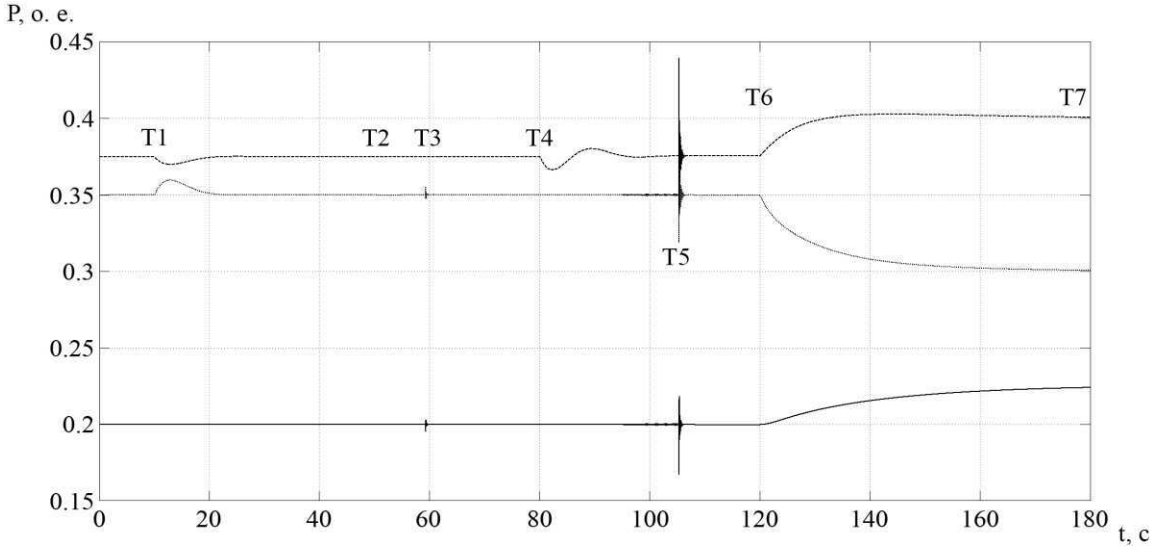


Рис. 4. График переходного процесса мощности СГ

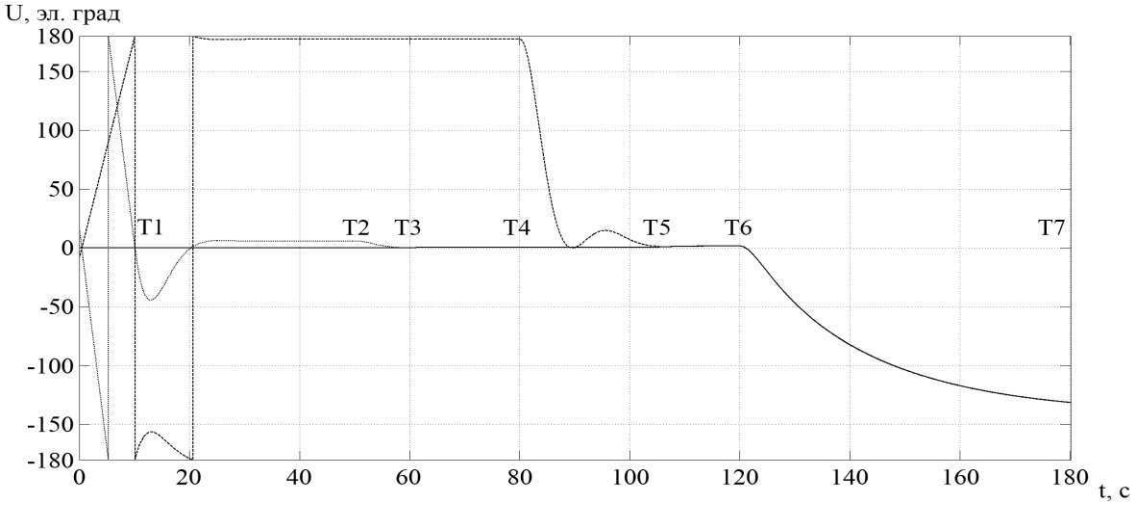


Рис. 5. График переходного процесса фаз напряжений СГ

По условию эксперимента в начальный момент времени (отрезок 0 – Т1) «острова» работают независимо друг от друга. АРС агрегатов «островов» 1 и 2 настроены на статическую характеристику, а «острова» 3 – на астатическую. В следующий момент времени упрощенная схема синхронизатора переводит АРС агрегатов «островов» 1 и 2 в астатический режим, в следствие чего происходит установление номинальной частоты вращения СГ (отрезок Т1 – Т2). Дальнейшим шагом является достижение равенства фаз

напряжений СГ за счет воздействий синхронизатора (отрезки Т2 – Т3 и Т4 – Т5). В моменты времени Т3 и Т5 происходит последовательное включение СГ на параллельную работу. Следующий этап эксперимента предполагает обратный перевод АРС агрегатов «островов» 1 и 2 в статический режим, в то время как АРС агрегата 3 продолжает работать с астатической характеристикой с целью поддержания номинальной частоты (отрезок Т6 – Т7).

Реализация процесса синхронизации «островов» предлагается на основе одного синхронизатора при использовании векторных измерений, необходимых для синхронизации параметров режима устройствами PMU [13]. Система управления синхронизатора выявляет расхождения векторов напряжений и частот в синхронизируемых «островах» и отрабатывает необходимые управляющие воздействия для их выравнивания. Алгоритм последовательности синхронизации «островов» выбирается в зависимости от их структуры и состава, сформировавшихся в результате развития аварии при конкретном возмущении.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХИСТОЧНИКОВ

1. Jenkins N., Allan R., Crossley P., e. a. Embedded generation. London: IETPress, 2009. 297 p.
2. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах: предпосылки, масштабы, особенности // Малая энергетика: труды Международной научно-практической конференции. 2005. №5. С.14-20.
3. Буй Динь Тхань, Воропай Н.И. Восстановление системы электроснабжения с распределенной генерацией после крупной аварии // Промышленная Энергетика. 2011. № 8. С.6-14.
4. Азорин А.Ю. Разработка методов автоматической синхронизации отделившейся системы электроснабжения, включающей распределенную генерацию // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири». 2012. С.337 – 341.
5. Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P. Microgrids and Active Distribution Networks. London: The Institution of Engineering and Technology, 2009. 320 p.
6. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: Энергия, 1977. 176 с.
7. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 416 с.
8. Воевода А.И., Воропай Н.И., Кроль А.М. и др. Восстановление электроэнергетических систем после крупных аварий // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1991. №1. С.16-27.
9. Нудельман Г.С. Релейная защита и автоматика в условиях развития малой распределенной энергетики // Электроэнергия. Передача и распределение. 2014. №4. С.6-14.
10. Азорин А. Ю. Синхронизация в системе электроснабжения, включающей распределенную генерацию / А.Ю. Азорин, Н.И. Воропай // Материалы 44-й конференции научной молодежи «Системные исследования в энергетике». 2014. №44. С.7-14.
11. Павлов Г. М., Меркурьев Г. В. Автоматика энергосистем. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2001. 388 с.
12. Меркурьев Г. В., Шаргин Ю. М. Устойчивость энергосистем. Расчеты: Монография. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. 300 с.
13. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. NewYork: SpringerScience+BusinessMedia, LLC. 2008. 257 p.

Научный руководитель: Н.И. Воропай, член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор, директор института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН.

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ Г. МОСКВЫ ПРИ ПОМОЩИ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

С.А. Вялкова, И.И. Надтока
ООО НПП “ВНИКО”,
Южно-Российский государственный политехнический университет
(НПИ) имени М. И. Платова, энергетический факультет, кафедра ЭППиГ

Нейронные сети – это мощный метод моделирования, позволяющий воспроизводить сложные зависимости. Нелинейная природа нейронных сетей, позволяет учитывать влияющие факторы на исследуемый ряд. С середины 90-х вырос интерес к применению нейронных сетей для моделирования и прогнозирования электропотребления [1-4].

В данной статье рассмотрен алгоритм краткосрочного прогнозирования электропотребления потребителей г. Москвы на основе искусственной нейронной сети прямого распространения [1].

Нейронная сеть по структуре, изображенной на рисунке 1, построена для прогнозирования электропотребления г. Москвы следующим образом: входными данными является временной ряд $P_N = (P_1,...,...,P_i,...,P_{N-1})$, где N – количество суток; P_i – электропотребление при $i = 1,...,m$, m – количество точек в сутках равное 24 часам. Ряд P_i имеет размерность $m \times N - 1$.

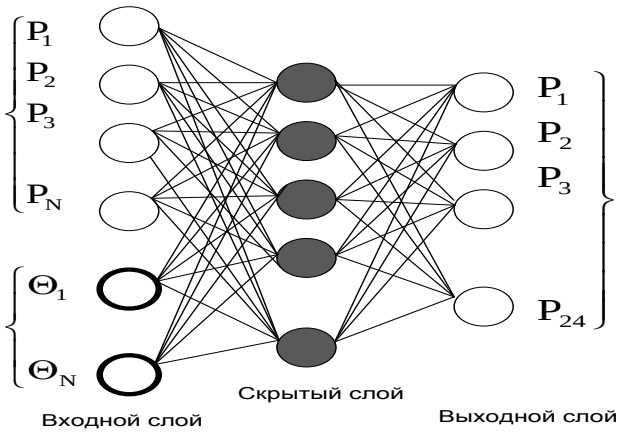


Рис. 1. Схема однослойного персептрона

Ряд P_N нормируется по формуле (1).

$$x_i = \frac{P_i}{P_{max}}, \qquad (1)$$

где P_{max} – максимальный элемент вектора P_i .

Кроме входных данных для нейронной сети задаются следующие исходные данные: весовые коэффициенты w_{ij}, которые задаются случайным образом; смещение Ω_j в виде единичного вектора; параметр α экспериментальным образом. Для активации нейрона используется сигмоидальная функция $f(net_j)$, при условии $|net_j| \le 1$.

В процессе моделирования после расчёта коэффициентов первого слоя нейронов, расставляются веса скрытого слоя $w_{ij}^{(K)}$, где K – номер слоя, и вычисляется выходной

слой. Далее рассчитывается ошибка χ_r, по формуле (2), значение которой, должно удовлетворять следующему условию $\chi_r > \zeta$, при $\zeta = 10^{-5}$.

$$\chi_r = \frac{1}{2}\sum_{j=1}^{n}(net_j^{(K)} - d_j)^2, \qquad (2)$$

где d_j – желаемый выход сети, r– индекс образца в обучающей выборке.

После вычисления выходного слоя находятся переменная δ_j^K, по формуле (3) и изменения весов $\Delta w_{ij}^{(K)}$ по формуле (4)

$$\delta_j^K = (y_j^{(K)} - d_j)\cdot\alpha\cdot f(net)\cdot(1 - f(net)), \qquad (3)$$

$$\Delta w_{ij}^{(K)} = -\eta\cdot\delta_j^{(K)}\cdot y_i^{(K-1)}, \qquad (4)$$

где η – константа, характеризующая скорость обучения $\eta \in (0;1)$; $y_i^{(K-1)}$ – выходной сигнал j-го нейрона *K*-го слоя.

Таким же образом рассчитываются δ_j^K и $\Delta w_{ij}^{(K)}$ для оставшегося слоя *K* = 1, т.е. входного слоя. Коррекция всех весовых коэффициентов в нейронной сети рассчитывается по формуле:

$$w_{ij}^{(K)}(\tau) = \Delta w_{ij}^{(K)}(\tau - 1) + \Delta w_{ij}^{(K)}(\tau),$$

где τ – номер итерации.

Найденная ошибка χ_r для рассматриваемого образца, удовлетворившая условию минимальности суммарной ошибки, добавляется к сумме ошибок всех выборок [1 - 3].

Исходными данными, для построения прогноза нейронной сетью, являются архивы данных электропотребления $P(t)$, температуры воздуха $\Theta(t)$ и освещенности $E(t)$. Временной интервал исходных данных [X-31] в 2014 году, а в 2013 году [X-31] и [X+31], где X – дата построения прогноза.

Факторы температуры воздуха $\Theta(t)$ и инструментальная освещенность $E(t)$ при прогнозе электропотребления учитываются, следующим образом:

1. Вводятся прогнозные данные $\Theta_{\Pi}(t)$ и $E_{\Pi}(t)$ в 6.00, 12.00, 18.00, 24.00 часа, по этим данным находятся средние значения прогнозной температуры воздуха $\overline{\Theta}_{\Pi}(t)$ и освещенности $\overline{E}_{\Pi}(t)$.

2. Выбирается значения $P(t)$, $\Theta(t)$ и $E(t)$ из архива данных в указанном выше интервале исходных данных за 2013 и 2014 года. По выбранным значениям $\Theta(t)$, $E(t)$ находится средние значения температуры воздуха $\overline{\Theta}(t)$ и освещенности $\overline{E}(t)$.

3. Сравниваются прогнозные средние температуры воздуха и освещенности с архивными, задаются погрешности $\varepsilon_1 = 2$ градуса для температуры и $\varepsilon_2 = 10000$ Люкс для освещенности. Выбираются из них удовлетворяющие следующим условиям:

$$\overline{\Theta}(t) \in [\overline{\Theta}_{\Pi}(t) - \varepsilon_1; \overline{\Theta}_{\Pi}(t) + \varepsilon_1], \overline{E}(t) \in [\overline{E}_{\Pi}(t) - \varepsilon_2; \overline{E}_{\Pi}(t) + \varepsilon_2] \quad (5).$$

Таким образом, находятся в архиве сутки, похожие на прогнозируемые сутки по средним значениям температуры и освещенности.

4. Выбираются соответствующие найденным дням по $\Theta(t)$ и $E(t)$ графики электропотребления $P(t)$. Выбор суточных графиков электропотребления $P(t)$, соответствующих условию (5) выполняется с учетом типа суток: выходные, рабочие, праздничные, послепраздничные. Учитываются также данные за текущие сутки, т.е. сутки H+X, где H – недостающие часы текущих суток.

Для прогнозирования использовалась сеть с одним скрытым слоем при η = 0,7, α = 0,01 и 30 нейронами; данные параметры были найдены опытным путем в результате проведения 50 экспериментов.

При первоначальных испытаниях, описанной в статье модели, имели место случаи переобучения, особенно при больших объемах выборки входных данных (до года). При использовании описанного выше объема данных $P(t)$ и $\Theta(t)$ переобучение наблюдается редко. В этом случае меняется объем исходных данных, путем изменения критерия выбора «похожих» суток по температуре и освещенности. При реальном прогнозировании (не апостериорном) в результате получения значительных отклонений прогнозного графика $P(t)$ от возможных в текущий период года (переобучение) используется также тестовая выборка.

Для увеличения точности прогноза учет температуры $\Theta(t)$ осуществлён в нейронной сети, путем добавления данных температуры во входной слой [3].

Прогнозирование осуществлялось в течение августа 2014 года для операционной зоны Московского РДУ.

На рисунке 2 представлены результаты прогнозов электропотребления в течение августа 2014 года. Для оценки качества полученных прогнозов были рассчитаны значения средней абсолютной ошибки за сутки в процентах (англ. MAPE – meanabsolutepercentageerror) [6].

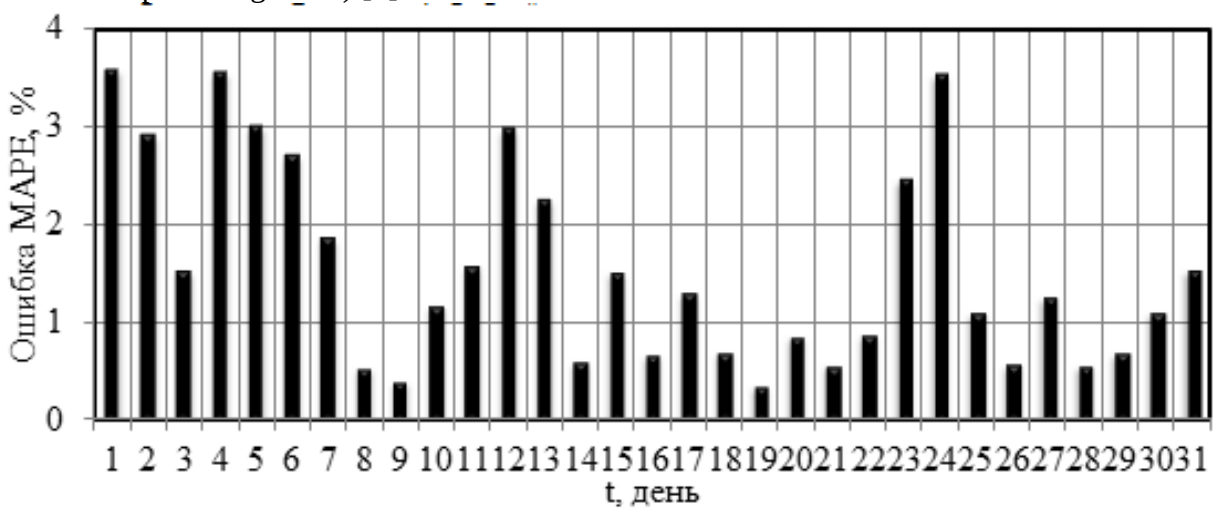


Рис. 2. Диаграмма среднесуточных ошибок (MAPE) краткосрочных прогнозов потребляемой мощности по нейронной модели месяц август 2014 г.

При прогнозировании суточных графиков почасового электропотребления $P(t)$ при помощи описанной выше нейронной сети в августе 2014 года получены следующие результаты: среднее значение MAPE за месяц равно 1,56%; максимальная ошибка прогнозов мощности получилась равной 3,6 %, минимальная ошибка – 0,35%.

Предложенные структура прогнозной модели основанной на нейронной сети и алгоритм прогнозирования, при тестировании, в течение месяца не дает результаты средней абсолютной процентной ошибки менее 2% за сутки, что требуется в методике ОАО «СО ЕЭС» [7].

В дальнейшем при вводе в структуру нейронной сети входов по освещенности, для которой характерно наличие большей, чем в данных о температуре доли шумовой

составляющей, предполагается провести испытания вариантов искусственной нейронной сети с задержками. Это может дать, также эффект повышения скорости обучения.

Необходимо провести дополнительные исследования по совершенствованию структуры и подбору экспериментально настраиваемых параметров рассмотренной нейронной сети, с целью, уменьшения ошибки прогноза, а также провести сравнительные испытания описанной в статье модели с разрабатываемой авторами нейронечеткой модели прогнозирования для г. Москвы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации. М.: Финансы и статистика. 2004. – 344с.

2. Демура А.В. Краткосрочное прогнозирование суточных графиков нагрузки на основе искусственных нейронных сетей. // Изв. вузов. Электромеханика. – 1998. – № 2/3. – С. 69-71.

3. Г.П. Шумилова, Н.Э. Готтман, Т.Б. Старцева. Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур. Екатеринбург: УрОРАН. 2008. – 89с.

4. Mohsen Hayati, Yazdan Shirvany. Artificial Neural Network Approach for Short. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Robotics, Electronics and Communications Engineering Vol:1 No:4, 2007. - 659-663 p.

5. Надтока И.И. Нейросетевая модель прогнозирования электропотребления с учетом освещенности на территориях операционных зон региональных диспетчерских управлений. // И.И. Надтока, С.О. Губский, И.Е. Шепелев. // Изв. вузов. Электромеханика. – 2012. – №2. – С.18-21.

6. Подвальный С. Л. Численные методы и вычислительный эксперимент : учебное пособие для вузов. // С. Л. Подвальный, Л. В. Холопкина, Д. В. Попов; УГАТУ; Воронеж. гос. техн. ун-т. - Уфа: УГАТУ, 2005. – 224 с.

7. Методика контроля точности прогноза потребления: Распоряжение руководителя оперативного штаба по совершенствованию конкурентного балансирующего рынка ОАО «Системный оператор единой энергетической системы» от 14 апреля 2011 № 132.

ОЦЕНКА МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА В СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Д.И. Близнюк[1], П.Ю. Коваленко[1], А.О. Егоров[1],А.С. Черепов[2]

[1] Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, УралЭНИН, кафедра АЭС, [2] ООО «Прософт-Системы»

Введение

На сегодняшний день для исследования динамических процессов в нелинейных системах (как в энергосистеме в целом, так и в генераторах, в частности) актуальной является задача оценки значений амплитуды, частоты и фазы таких параметров электрического режима, как токи и напряжения. Современное оборудование систем регистрации синхронизированных векторных измерений обеспечивает дискретность выходных данных 20 мс в соответствии со стандартом IEEE C37.118-2005 [1]. Однако, для более точного учёта явлений, происходящих при динамических переходных процессах, такая дискретность недостаточна [2]. Необходимо обеспечить выполнение измерений параметров электрического режима внутри периода промышленной частоты с плотностью первичного сигнала. Кроме того, оценка мгновенных значений амплитуды, частоты и фазы токов и напряжений позволит разработать пусковые органы централизованной противоаварийной

автоматики улучшенного быстродействия и сформировать адаптивные упрощённые модели основного оборудования ЭС.

Существующие методики определения параметров режима по исходным мгновенным значениям, обеспечивающие дискретность параметров, соответствующую периоду промышленной частоты, не позволяют оценить значение параметра в произвольный момент времени с достаточной инженерной точностью, особенно в ходе переходного процесса. Задачей данной работы является разработка методики, позволяющей оценить мгновенные значения электрических параметров в произвольный момент времени.

Описание методов определения параметров сигнала

В основе исследований определения мгновенных параметров сигнала лежит преобразование Гильберта (ПГ) – неотъемлемая часть преобразования Гильберта-Хуанга [3]. Оно позволяет представить исходный процесс в виде двух составляющих – амплитудной и фазовой. Вводится понятие комплексного аналитического сигнала, действительной частью которого является исходный сигнал. Параметры такого сигнала – амплитуда и фазовый угол – соответствуют параметрам исходного сигнала. Классическое ПГ [4] предполагает получение аналитического сигнала с использованием преобразования Фурье. К недостаткам классического ПГ следует отнести, во-первых, необходимость наличия полного сигнала, для которого оно выполняется. Вследствие этого выполнение преобразования возможно только в режиме ретроспективного анализа: для работы в режиме реального времени потребуется выполнение его на окнах с появлением соответствующих концевых эффектов оконного преобразования Фурье. Во-вторых, для выполнения классического ПГ необходимо идеальное центрирование колебательного сигнала, что может оказаться нетривиальной задачей при протекании переходных процессов.

С целью преодоления этих недостатков на основании углубленных исследований применимости классического ПГ к реальным данным, получаемым с объектов энергетики, было разработано модифицированное ПГ, с помощью которого та же задача решается в другой последовательности [5]. Сначала вычисляется амплитуда сигнала, за которую принимается огибающая локальных максимумов абсолютных значений сигнала. Затем вычисляется мнимая составляющая аналитического сигнала по известным амплитуде и действительной части. Из полученного аналитического сигнала вычисляются мгновенная фаза сигнала и его мгновенная частота как производная фазы. Таким образом, данный подход отвечает требованиям работы в режиме реального времени, позволяя вычислять мгновенные значения с дискретностью, соответствующей таковой для исходных мгновенных значений, при фиксации каждого локального экстремума (полупериод промышленной частоты), и может заменить классическое ПГ в преобразовании Гильберта-Хуанга.

Недостатком данного подхода является то, что при резком изменении амплитуды (начало переходного процесса) огибающая на некоторых участках может оказываться ниже самого сигнала. Это приводит к искажению результатов расчёта параметров сигнала. Для решения этой проблемы предлагается выполнять оптимизацию точек интерполяции, по которым вычисляются мгновенные амплитуды, т.е. в качестве «опорных» точек использовать не локальные экстремумы сигнала, а определённые точки, позволяющие получить наиболее корректную функцию амплитуд. На рисунке 1 (а) показан результат вычисления амплитуды сигнала с оптимизацией точек интерполяции. На рисунках 1 (б) и 1 (в) выделенный фрагмент показан в увеличенном масштабе для двух способов получения амплитуд: по локальным экстремумам (б) и с оптимизацией точек интерполяции (в).

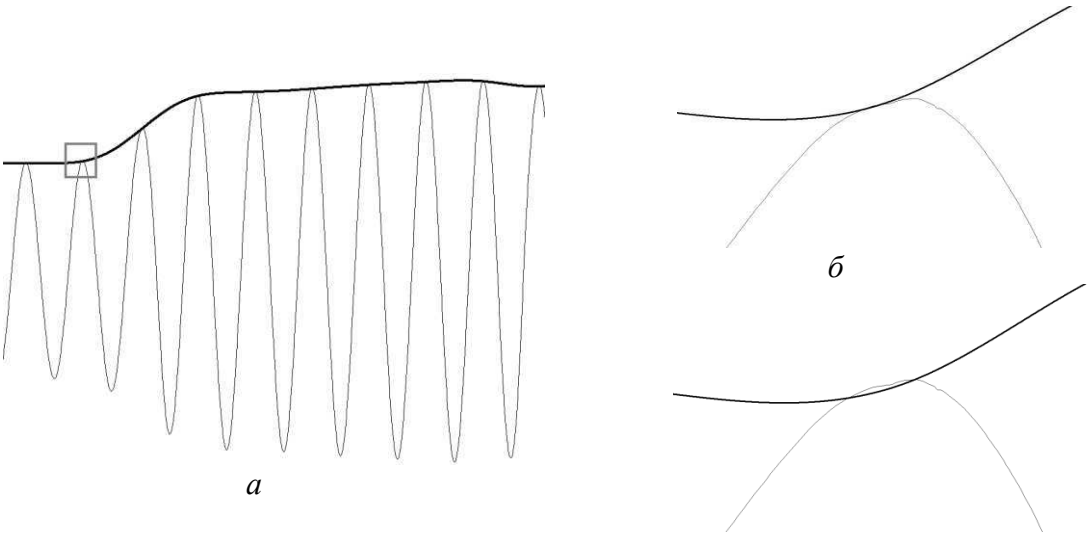


Рис. 1. Результат вычисление амплитуды сигнала:а – сигнал и его амплитуда, б, в – участок с изменением амплитуды для случая вычисления по локальным экстремумам и по оптимизированным точкам интерполяции, соответственно

Поскольку амплитуда данным методом получается в ходе интерполяции, на её расчёт оказывают меньшее влияние помехи в исходном сигнале. Соответственно, удаётся получить значения мгновенных фазовых углов и мгновенных частот сигнала с большей точностью, нежели с помощью классического ПГ.

Экспериментальные расчёты

Имитация режимов при испытаниях оборудования производится на специально созданном стенде. Для эмулирования режимов с высокой точностью используется прибор OMICRON CMC 256plus. Считывание сигналов и расчёт параметров выполняется в регистраторе переходных режимов РЭС-3 СМПР. Данное оборудование имеет привязку к астрономическому времени, что позволяет максимально точно оценивать параметры режима.

В качестве иллюстрации выполнены расчёты мгновенных значений параметров для тока повреждённой фазы во время однофазного внезапного короткого замыкания на выводах генератора. Расчёт выполнен тремя способами: расчёт параметров на периодах, с помощью классического ПГ, с помощью модифицированного ПГ с оптимизацией точек интерполяции. Исходный сигнал представлен на рисунке 2, результаты расчётов – на рисунках 3, 4 и 5.

Как видно, при расчёте параметров на периодах точность расчётов чрезвычайно низка. При использовании классического ПГ частота и амплитуда определяются с некоторыми колебаниями, что характерно для исходных данных с небольшим уровнем помех. Расчёт с помощью модифицированного ПГ позволил избавиться от колебаний амплитуд, однако из-за вычислительных особенностей метода в значениях частоты присутствуют колебания. Преодоление этой проблемы возможно: в настоящее время выполняется доработка алгоритма расчёта частот.

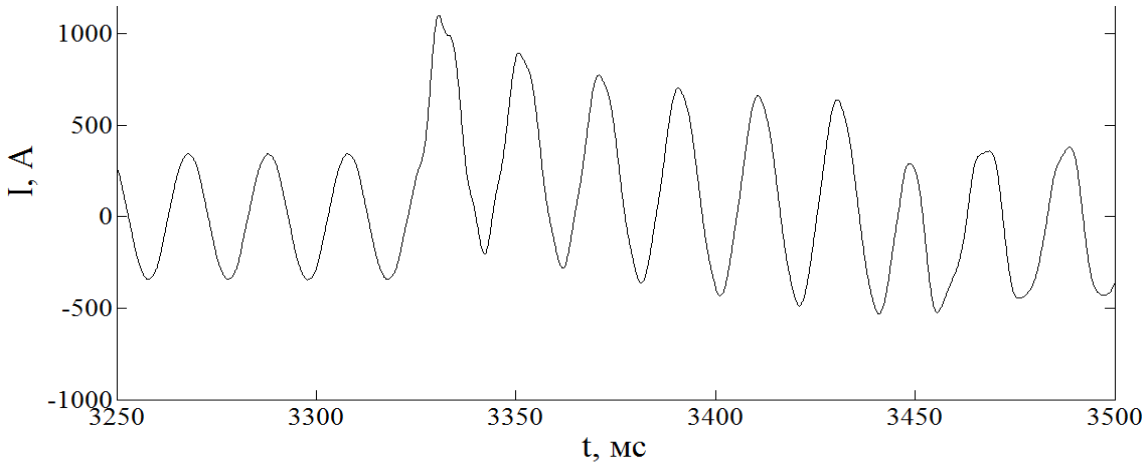


Рис. 2. Исследуемый сигнал

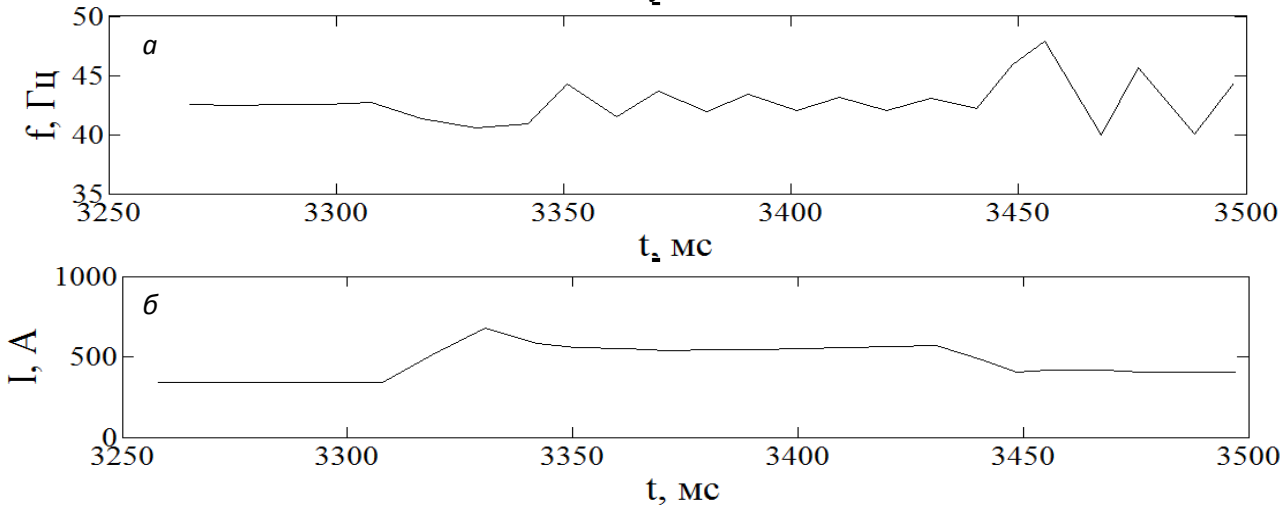


Рис. 3. Результаты расчёта частоты (а) и амплитуды (б) методом расчёта на периодах

Заключение

В связи с развитием элементной базы современных микропроцессорных измерительных приборов, становится возможной процедура измерений режимных параметров электроэнергетических систем и параметров элементов их схем замещения на интервалах времени менее 20 мс. В настоящее время уже разработан промышленный цифровой регистратор электрических сигналов, позволяющий выполнять измерения мгновенных значений сигнала с частотой до 10 кГц (200 точек на период синусоиды промышленной частоты).

С учётом того, что все фундаментальные понятия режимных параметров электроэнергетических систем привязаны к периоду синусоиды частотой 50 Гц (0,02 с), в перспективе требуется их серьёзное уточнение.

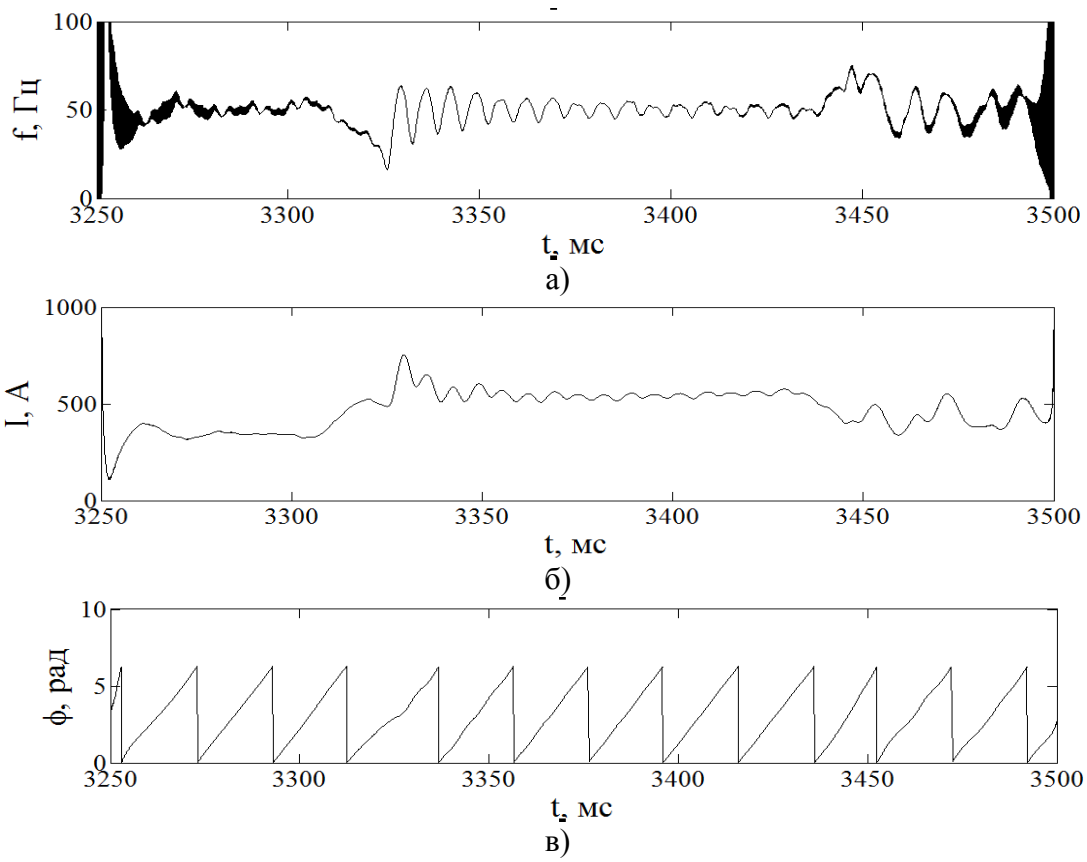


Рис. 4. Результаты расчёта частоты (а), амплитуды (б) и фазового угла (в) с помощью классического преобразования Гильберта

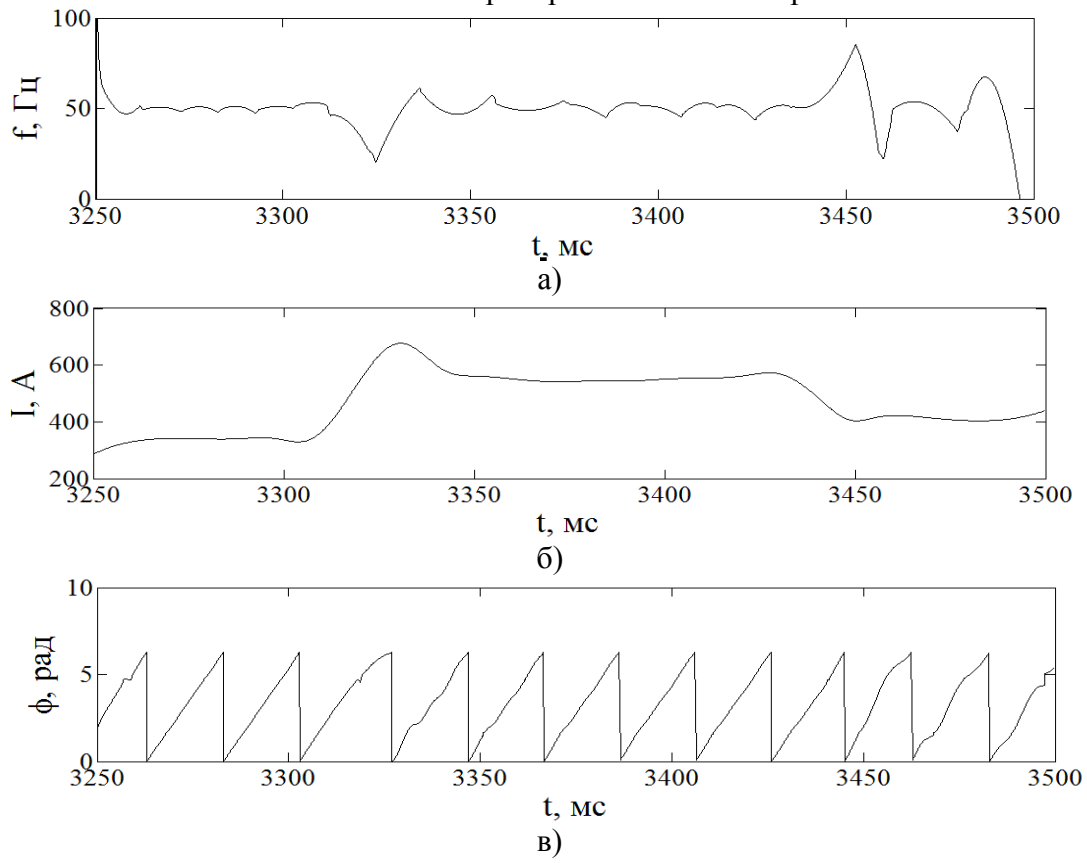


Рис. 5. Результаты расчёта частоты (а), амплитуды (б) и фазового угла (в) с помощью модифицированного преобразования Гильберта

Решение этой задачи открывает новые перспективы в области исследования динамических характеристик электроэнергетических систем, позволяет разрабатывать и создавать новые средства управления электрическими режимами и средства противоаварийной автоматики, существенно повышающей управляемость и живучесть энергосистемы. Наконец, сам принцип постановки измерений внутри периода позволит по-новому взглянуть на физические явления, происходящие в энергосистемах, и даст возможность их более глубокой интерпретации, как с научной и физической, так и инженерно-технической позиции. Решение данных задач, кроме создания новой высокотехнологичной элементной базы, также выдвигает серьёзные требования к математическому и программному обеспечению таких измерительных приборов, к их методам аттестации, сертификации и поверки. Отдельным направлением развития метрологии как науки здесь является создание эталонов измеряемых величин для обеспечения возможности проведения поверки. Одним из важнейших перспективных требований к такой информационно-измерительной аппаратуре является обеспечение надёжной, безотказной и непрерывной работы, для чего требуется создание новой системы и программ испытаний, а также определение допустимых климатических условий её эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. IEEE Std C37.118™-2005. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
2. California Institute for Energy and Environment (CIEE)/Kema: Phasor Measurement Application Study, October 2006.
3. Norden, E. Huang, Samuel S.P. Shen. The Hilbert-Huang transform and its applications / World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 2005.
4. Хованова Н.А., Хованов И.А. Методы анализа временных рядов. Учебное пособие. Саратов: Издательство Государственного учебно-научного центра "Колледж", 2001. 120 с.
5. Бердин А.С., Герасимов А.С., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Шубин Н.Г. Методы исследования нелинейных и нестационарных свойств низкочастотных колебаний в энергосистеме. // Сборник докладов 4-ой Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Екатеринбург: издание на CD-диске, CIGRE, 2013. С.2.2-8.

Научный руководитель: А.С. Бердин, д.т.н., профессор, кафедра Автоматизированных электрических систем, УралЭНИН, УрФУ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ

Е.В. Сорокин, Б. Андранович, Т.Д. Амбросовская
ОАО «НТЦ ЕЭС»

В процессе реформирования электроэнергетики и возникновении рынка электроэнергии на российских тепловых станциях происходит широкое внедрение парогазовых установок. Разнообразие газовых турбин по фирмам-производителей, по типам и их конструкциям, входящих в состав парогазовых установок (ПГУ), приводит к необходимости более детального учёта оборудования ПГУ и их систем автоматического управления (САУ) в расчетах электромеханических переходных процессов.

Математические модели можно получить расчетно-теоретическим путем или в результате обработки экспериментальных данных, проведенных на действующем объекте. Натурные испытания могут быть проведены только на уже находящемся в эксплуатации оборудовании, а информация о поведении исследуемого объекта необходима до его ввода в эксплуатацию.

В связи с этим становится актуальна разработка имитационной модели парогазовой установки, исследование ее поведения в электромеханических переходных процессах с учетом изменения частоты.

Наиболее популярным программно-вычислительным комплексом предназначенным для расчетов электромеханических переходных процессов является ПВК Eurostag, в котором можно создавать пользовательские модели устройств регулирования турбин, регуляторов возбуждения синхронных машин, технологических защит и первичных двигателей.

Анализ учёта парогазового оборудования на ТЭС с ПГУ при рассмотрении ЭМПП проведён на примере простейшей 4-х узловой схеме электрической сети: 3 генератора, 3 трансформатора и нагрузочный узел.

Структурная схема разработанной имитационной модели энергоблока ПГУ представлена на рисунке 1 и включает в себя следующие структурные элементы:

- газовая турбина;
- регулятор скорости;
- тракт топливоподачи;
- регулятор температуры рабочих газов;
- котел-утилизатор;
- паровая турбина.

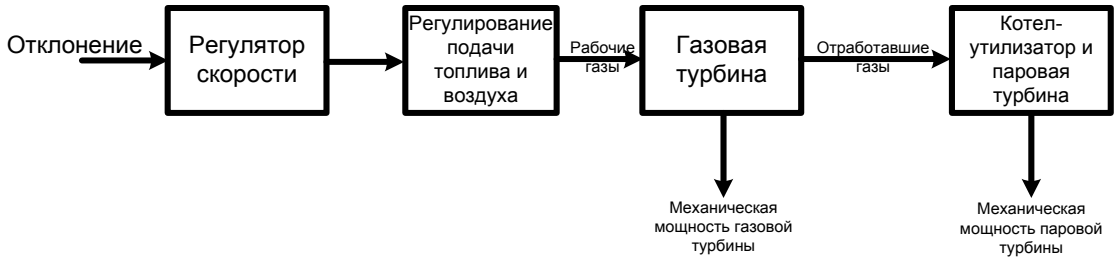


Рис. 1. Структурная схема ПГУ

Данная модель ограничена простым циклом одновальных газовых турбин, такой цикл используется в ПГУ-450, который получили широкое распространение на российских ТЭС. Включение комбинированного цикла установки или двухвальных газовых турбин приведет к усложнению модели и требует дополнительных исследований.

Турбины генераторов и их регуляторы скорости в ПВК «Eurostag» могут моделироваться с разной степенью детализации из набора стандартных макроблоков, которая зависит от сложности решаемых задач.

На основе разработанной структурной схемы, получим главную схему модели газовой турбины и главную схему паровой турбины, представленную на рисунке 2. Под главной схемой в ПВК «Eurostag» понимается совокупность элементарных блоков с определенной направленной связью между ними и определенными входными и выходными сигналами.

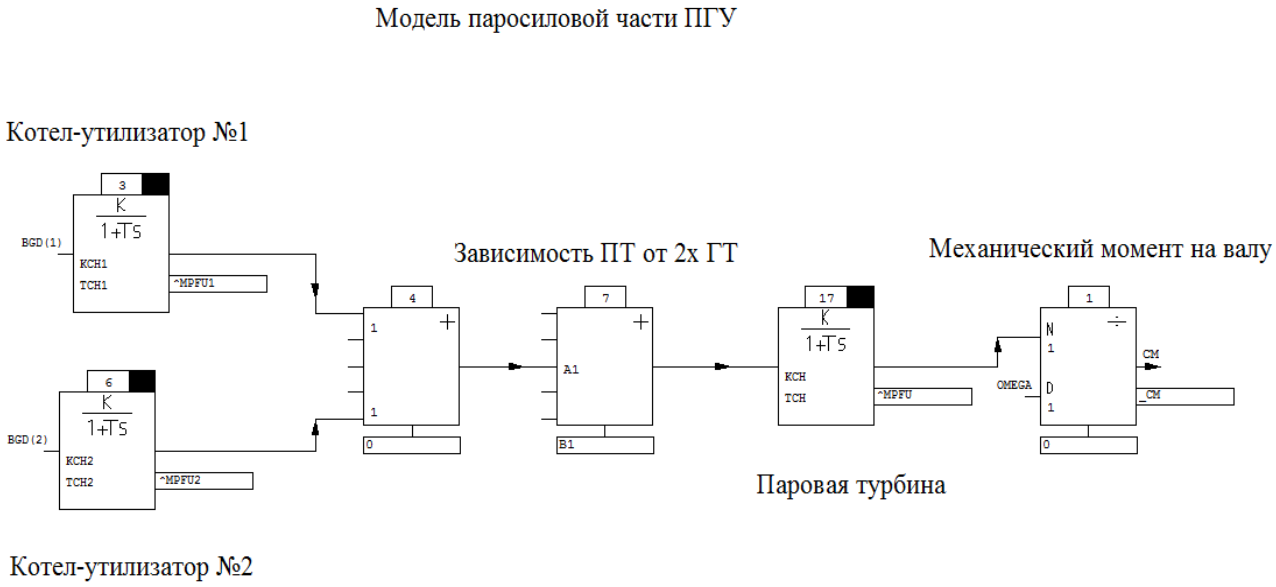


Рис. 2. Главная схема математической модели паросиловой части для дубль-блока ПГУ в ПВК Eurostag

Границы применимости разработанной математической модели ПГУ:

– открытие ВНА 100%;

– предназначен для покрытия ожидаемого диапазона эксплуатационной нагрузки при этом не допуская отклонения от номинального значения в областях, где газовые турбины больше не реагируют линейно;

– при работе в блоке, хотя бы одна газовая турбина должна быть в работе;

– при отключении паровой турбины, работа газовых турбин определяется конструктивными особенностями парогазовой установки.

Для оценки достоверности разработанной математической модели парогазовой установки было проанализировано её поведение в аварийных ситуациях связанных с небалансом активной мощности, таких как создание дефицита и избытка активной мощности в тестовой схеме сети.

Осциллограммы изменения частоты переменного тока и изменение мощности турбин энергоблока ПГУ в рассматриваемой энергосистеме при создании дефицита активной мощности приведены на рисунках 3 и 4 соответственно. На рисунках 5 и 6 приведены осциллограммы при создании избытка активной мощности в сети. В рассматриваемых случаях рассматривалась величина небаланса величиной в 20 МВт при загрузке блока на 300 МВт.

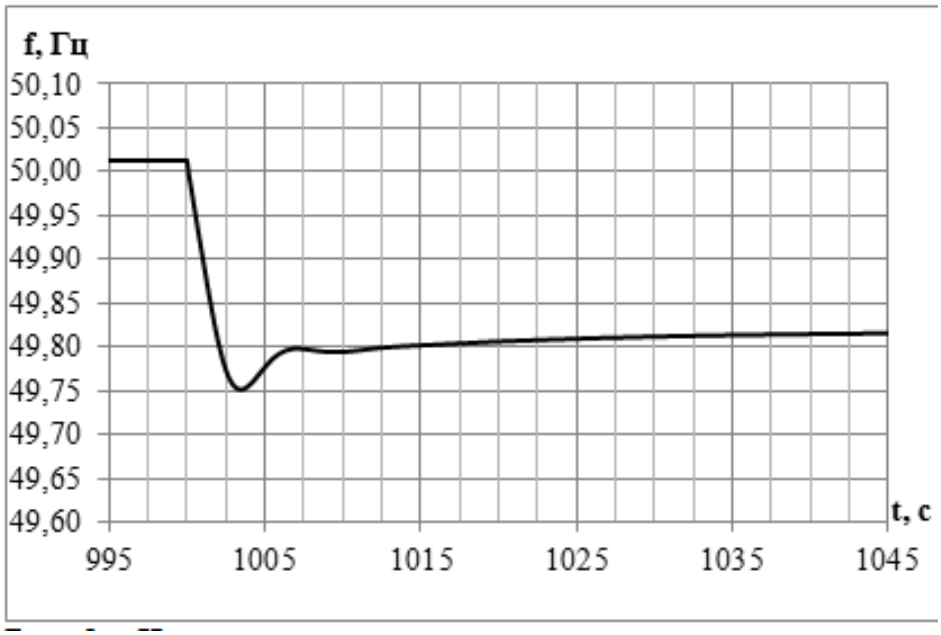


Рис. 3. Частота электрического тока в сети при создании дефицита активной мощности в сети

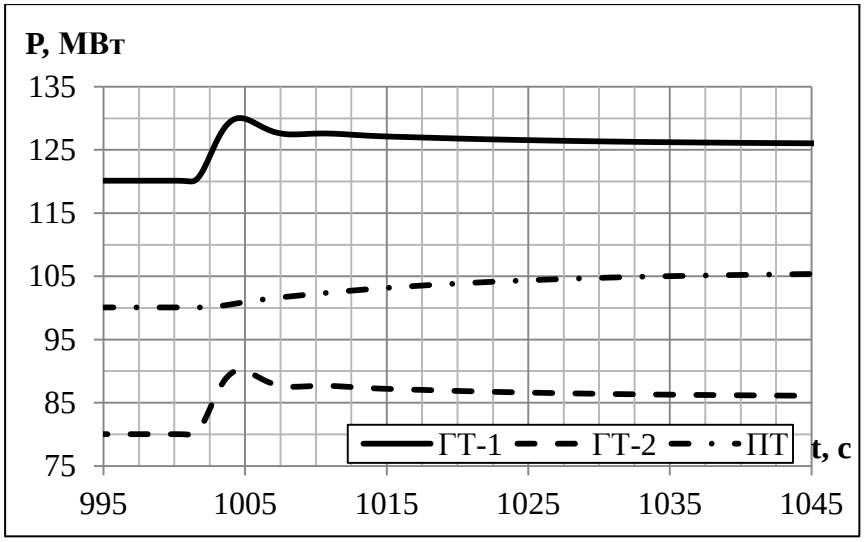


Рис. 4. Мощность турбин при создании дефицита активной мощности в сети

Из приведенных осциллограмм следует, что при создание дефицита активной мощности на величину 20 МВт при загрузке блока на 300 МВт, снижение частоты в момент появления дефицита активной мощности генерации составило 49,75 со стабилизацией на уровне 49,82 Гц. Мощность газовых турбин со значения 120 МВт и 80 МВт стабилизировалась на значениях 126 МВт и 86 МВт соответственно, а мощность паровой турбины со значения 100 МВт стабилизировалась на значении 105,5 МВт.

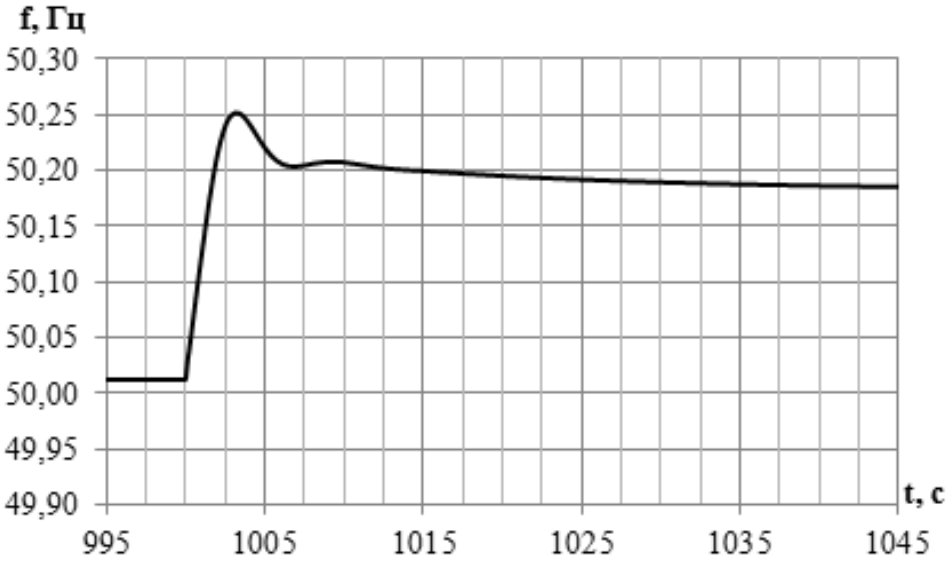


Рис. 5. Частота электрического тока в сети при создании избытка активной мощности в сети

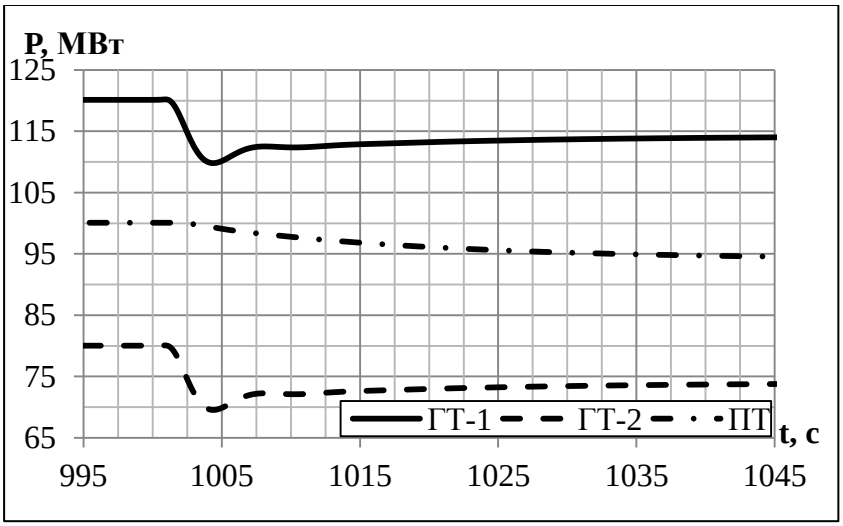


Рис. 6. Мощность турбин при создании избытка активной мощности в сети

Из приведенных осциллограмм следует, что при создании избытка активной мощности величиной 20 МВт при загрузке блока 300 МВт, увеличение частоты в момент появления избытка активной мощности генерации составило 50,25 со стабилизацией на уровне 50,18 Гц. Мощность газовых турбин со значения 120 МВт и 80 МВт стабилизировалась на значениях114 МВт и 74 МВт соответственно, а мощности паровой турбины со значения 100 МВт стабилизировалась на значении 94,5 МВт.

В соответствии со стандартом по частоте для ПГУ должны обеспечиваться следующие требования:

- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 30 с;
- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более2 мин.

Таким образом, разработанная математическая модель системы регулирования ПГУ полностью обеспечивает адекватную реакцию при возникновении небалансов мощности и соответствует требованиям стандарта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе анализа протекания технологических процессов при производстве электроэнергии на ТЭС с ПГУ утилизационного типа разработана математическая модель

парогазовой установки как единой системы, описывающая режим работы и систему регулирования ГТУ и ПГУ в целом.

Выполненные расчёты электромеханических переходных процессов на тестовой схеме для ряда аварийных возмущений качественно подтверждают адекватный характер изменения параметров электрического режима для разработанной модели ПГУ.

Использование разработанной математической модели ПГУ при исследовании электроэнергетических режимов энергосистем позволяет повысить качество проведения расчётов электромеханических переходных процессов, осуществить оптимальный выбор средств противоаварийного управления, снизить объём управляющих воздействий (ОГ, ОН и др.), что обеспечит повышение надёжности работы энергосистем и электроснабжения потребителей.

В заключение следует отметить, что разработанная модель ПГУ может быть положена в основу при разработке имитационных моделей других видов ПГУ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / Под ред. Гиршфельда В.Я. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 328 с.
2. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Теория: Монография. СПб, НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 350с.
3. Петунин В.И., Фрид А.И. Метод построения адаптивных логико-динамических систем автоматического управления с селекторами // Изв. вузов. Приборостроение. 2011. Т. 54. № 5. С. 49–56
4. ROWEN, W. J. Simplified Mathematical Representations of Heavy Duty Gas Turbine. ASME Jornal of Engineering for Power, v. 105, p. 865-869, 1983

Научный руководитель: Е.В. Сорокин, к.т.н., доц., заведующий лаборатории локальных устройств ПА ОАО «НТЦ ЕЭС».

АНАЛИЗ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЕСТЕСТВЕННОЙ ОСВЕЩЕННОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ Г. МОСКВЫ

С.А. Велигура, И.Г Зуевский, И.И. Надтока
ООО НПП “ВНИКО”,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, энергетический факультет, кафедра ЭППиГ

Проблема учета метеофакторов при краткосрочном прогнозировании электропотребления суточных графиков нагрузки [1] является актуальной, так как несмотря на значительное количество исследований и публикаций по этой теме окончательного решения пока нет. В различных по применяемым математическим методам прогнозных моделях используются фактические и прогнозные значения метеофакторов (температура, облачность, освещенность, ветер, влажность), погрешность прогнозирования которых существенно влияет на точность прогнозирования [2]. Наибольший прогресс в учете метеофакторов достигнут по температуре воздуха, которая оказывает с одной стороны наиболее значимое влияние на электропотребление, а с другой, - имеет наиболее выраженные зависимости с относительно малой долей шумовой составляюшей. Следующим по важности учета и влиянию на электропотребление фактором является освещенность, которая определяется либо через облачность [1, 2, 3] либо по показателю солнечной радиации [4]. Проблемой учета облачности является субъективный способ ее определения в

баллах. Одним из направлений решения проблемы учета фактора освещенности является создание систем инструментального контроля освещенности.

В ОАО «СО ЕЭС» с 2008 г. ведутся работы по созданию автоматических систем контроля освещенности на территориях региональных диспетчерских управлений с целью учета данных по освещенности в программных комплексах оперативного и краткосрочного прогнозирования электропотребления [5]. В настоящее время такие автоматизированные системы созданы в Ростовском и Кубанском РДУ [5]. В 2012 ÷ 2013 гг. аналогичная система контроля освещенности была создана в г. Москве. Цель создания системы – обеспечение информацией об освещенности программ оперативного и краткосрочного прогнозирования электропотребления потребителей на территории г. Москвы.

Для учета температуры воздуха и освещенности при оперативном и краткосрочном прогнозировании электропотребления необходимо иметь инструментальные данные о суточных часовых графиках мощности P(t), температуры θ(t), и освещенности E(t). Классифицирующими признаками суточных графиков мощности P(t) являются: тип суток (рабочие, выходные, праздничные), сезон года и др. Суточные часовые графики температуры θ(t) и естественной освещенности E(t), получаемые инструментальным способом, не зависят от типа суток, а зависят от сезона и погодных факторов и имеют ряд свойств, отличающих их от суточных графиков мощности P(t).

На территории г. Москвы были выделены шесть условных энергорайонов и установлены на этих территориях датчики освещенности. В 2012 – 2013 годы разработаны и введены в эксплуатацию шесть станций контроля освещенности: здание исполнительного аппарата (ИА) ОАО «СО ЕЭС» - датчик №1; подстанция 220 кВ «Абрамово» - датчик №2; подстанция 500 кВ «Западная» - №3; подстанция 500 кВ «Чагино» - датчик №4; подстанция 500 кВ «Бескудниково» - датчик №5; подстанция 500 кВ «Очаково» - датчик №6.

Датчики освещенности формируют суточные графики освещенности с интервалом времени Δt = 5 мин. Пример суточных пятиминутных графиков освещенности для датчиков №1 и №6, полученных в апреле 2013 г., показан на рис. 1, 2, которые отражают три характерных состояния облачности: «ясно» - 13.04.13; «переменно» - 09.04.13; «пасмурно» - 06.04.13.

Для приведения в соответствие часовых суточных графиков мощности P(t) и суточных пятиминутных графиков освещенности E(t) последние преобразуются в часовые графики по формуле:

$$E_k = \frac{1}{12}\sum_{i=1}^{12} E_{ki}, \qquad (1)$$

где $k = 1, 2, ..., 24$ - номер часа в сутках; $i = 1, 2, ..., 12$ - номер пятиминутного отсчета в k-ом часе суток.

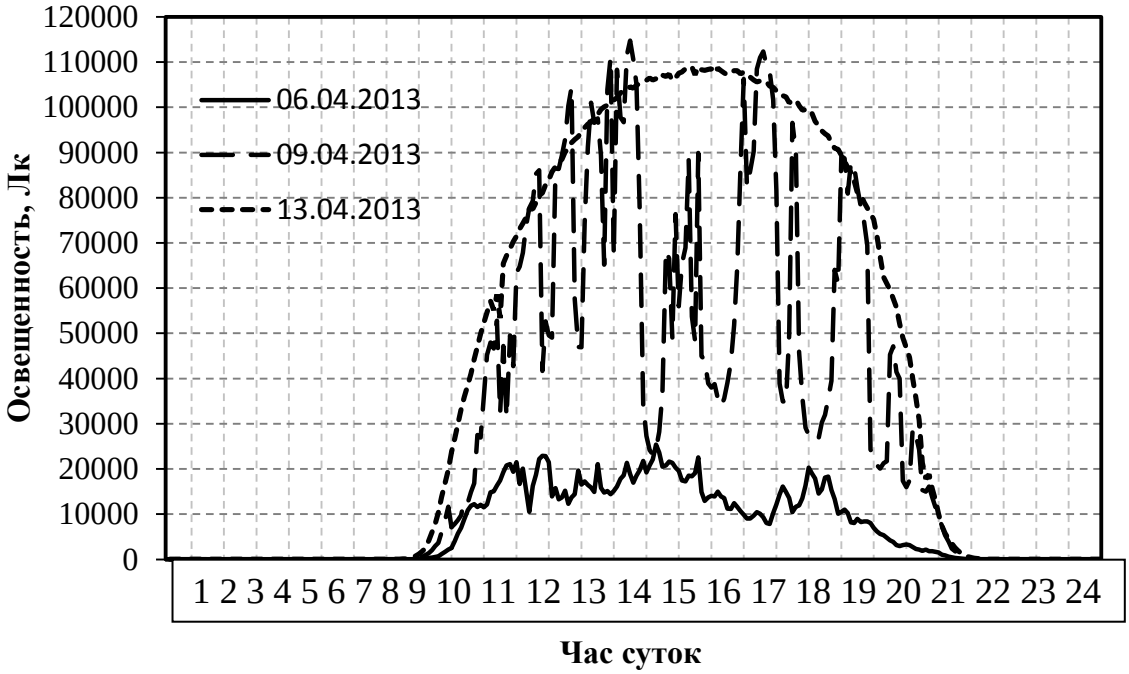


Рис.1. Пятиминутные графики изменения естественной освещенности станции контроля освещенности, установленной на здании ИА ОАО «СО ЕЭС»: 6 апреля - состояние облачности «пасмурно»; 9 апреля – «переменно»; 13 апреля - «ясно».

В зависимости от типа математической модели используемой для моделирования и прогнозирования суточных графиков P(t) применяются как часовые значения графиков освещенности E(t), так и их интегральные числовые характеристики:

- среднее значение освещенности за сутки

$$E_{cc} = \frac{1}{24}\sum_{k=1}^{24} E_k ;$$

- среднее значение освещенности за светлое время суток

$$E_{co} = \frac{1}{T_o}\sum_{k=t_1}^{t_2} E_k ,$$

где t_1, t_2 – время восхода и захода солнца в часах; $T_o = t_2 - t_1$ - длительность светлого времени суток.

Численные значения E_{cc} и E_{co} для часовых графиков освещенности, изображенных на рис. 2 представлены в таблице 1

Таблица 1. Числовые характеристики суточных графиков освещенности

Дата	Характер облачности	Средние значения освещенности	
		E_{cc} , Лк	E_{co} , Лк
06.04.2013г	Пасмурно	8 629	14 793
09.04.2014г	Переменно	33 818	57 974
13.04.2014г	Ясно	49 125	84 214

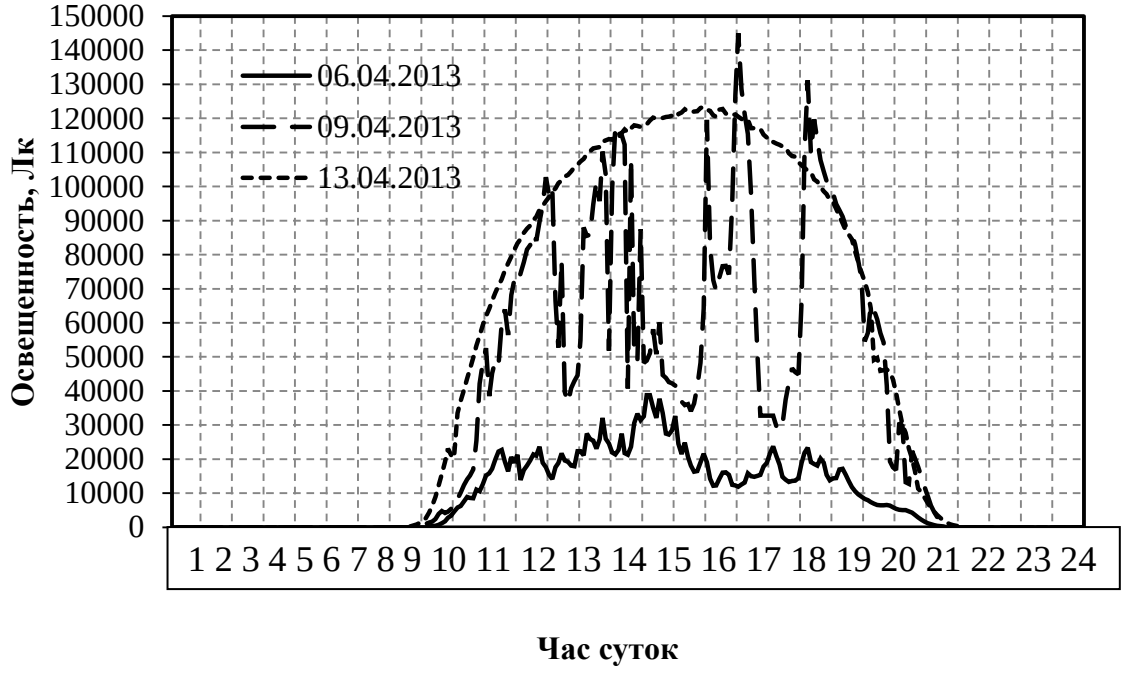


Рис. 2. Пятиминутные графики изменения естественной освещенности, полученные в апреле 2013 г. со станции контроля освещенности, установленной на ПС 500 кВ «Очаково»: 6 апреля; 9 апреля; 13апреля.

Пример суточных часовых графиков освещенности для датчиков №1 - №6 показан на рисунке 3. На этом же рисунке показан средний суточный график освещенности шести датчиков, который определяется следующим образом.

$$E_{CP}(t) = \frac{1}{6}\sum_{i=1}^{6} E_i(t), \quad t = 1,2,\ldots,24.$$

Как видно из рис. 3 в 15 часов 25.09.13 наблюдается разброс освещенности шести датчиков, расположенных на территории г. Москвы, от 30 000 Лк до 120 000 Лк, что может быть существенным, как при оперативном, так и краткосрочном прогнозировании электропотребления.

Суточный часовой график освещенности, размещенный на здании ИА ОАО «СО ЕЭС» (датчик №1) в наименьшей степени отличается от среднего датчика шести графиков, так как он расположен в центре относительно остальных датчиков на территории г. Москвы.

Существенной особенностью графиков освещенности является зависимость интегральной освещенности не только от состояния облачности, но также и от длительности светового дня, т.е. от сезона года. Эта особенность должна учитываться при формировании обучающих выборок в прогнозных моделях.

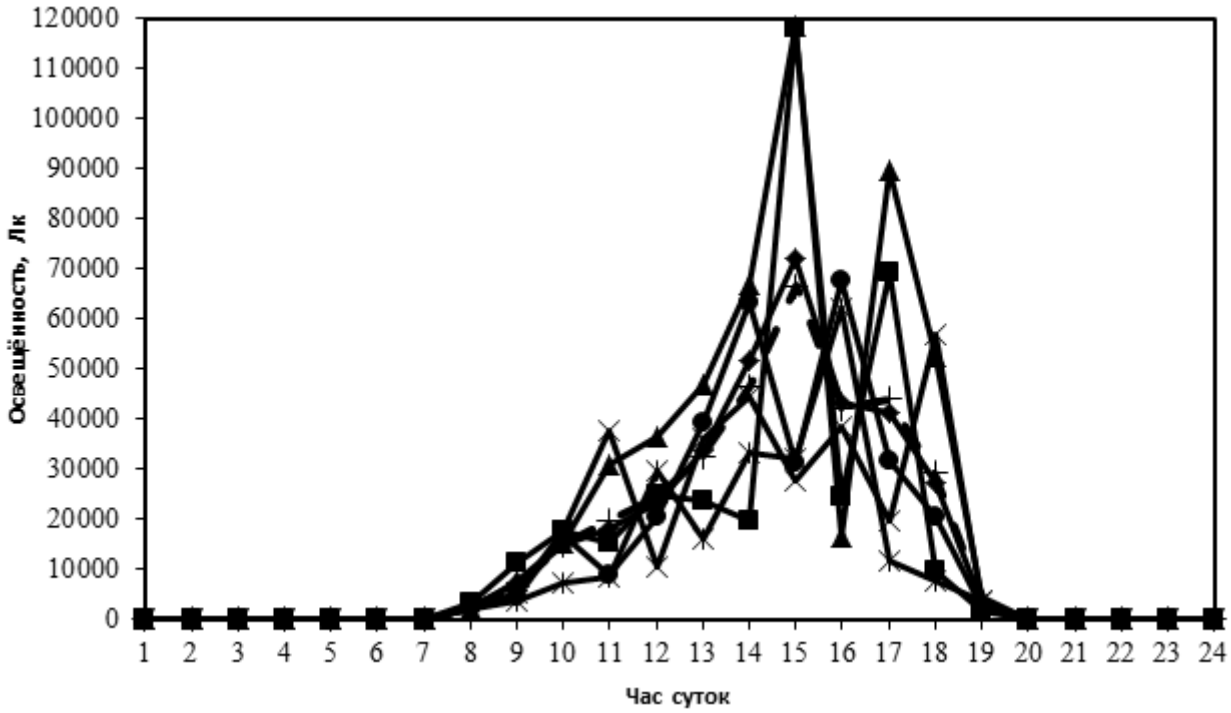


Рис. 3. Часовые суточные графики освещенности $(E_1(t)) \div (E_6(t))$ и средний график датчиков №1 - №6 $(E_{CP}(t))$ за сутки 25.09.2013 г.

При анализе суточных графиков освещенности в некоторых случаях отмечены значительные отличия инструментальной освещенности от астрономической, получаемой расчетным путем по дате и по географическим координатам места установки датчика. Эти отличия были зафиксированы также и ранее для территорий операционных зон Ростовского и Кубанского РДУ [3]. Различия астрономической освещенности от фактической связаны с тем, что датчики фиксируют не только освещенность от прямых солнечных лучей, но и отраженные лучи от облаков и поверхностей.

Выводы.

1 Размещение станций контроля освещенности на территории г. Москвы позволяет оперативно (часовые или пятиминутные интервалы) контролировать стояние освещенности, и использовать данную информацию не только, для краткосрочного, но и для оперативного прогнозирования электропотребления.

2 Для использования информации шести датчиков освещенности на территории г. Москвы для оперативного прогнозирования будет целесообразно сформировать суточные графики мощности по энергорайонам [6] на территории, которых установлены датчики освещенности.

3 Предварительные испытания нескольких вариантов прогнозных моделей показали, что для краткосрочного прогноза можно использовать средние графики по г. Москве, полученные по данным шести датчиков освещенности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.

2. Fay D., Ringwood J.V. On the Influence of Weather Forecast Errors in Short-Term Load Forecasting Models.IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25,No 3, Aug. 2010. P1751-1758.

3. Rothe J. P., Wadhwani A. K, Wadhwani S. Short Term Load Forecasting Using Multi Parameter Regression.International Journal of Computer Science and Information Security, (IJCSIS) Vol 6, No 2, 2009. P. 303 – 306.

4. Yixian Liu, Matthew C. Roberts, Ramteen Sioshansi. A Vector Autoregression Weather Model for Electricity Supply and Demand Modeling. June 11, 2014. http://ise.osu.edu/isefaculty/sioshansi/papers/weather_var.pdf

5. И.И. Надтока, А.В. Демура, С.О. Губский, А.Я. Ваколюк, В.В. Горбачев, Прогнозирование электропотребления с учетом температуры воздуха и естественной освещенности для региональных диспетчерских управлений.// Вестник СамГТУ. – 2012, № 1(33) - С. 163-168.

6. Надтока И.И., Бугаец И.А., Юрушкин М.В. Модель прогнозирования электропотребления энергорайонов и региона с учетом влияния метеофакторов.// Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014, № 3. – С. 40 - 44.

Научный руководитель: И.И.Надтока, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электроснабжение промышленных предприятий и городов ЮРГПУ(НПИ).

ЗАДАЧИ КООРДИНАЦИИ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МЕГАПОЛИСА НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА МОСКВЫ

П.В. Окнина

Национальный исследовательский университет «МЭИ» (НИУ «МЭИ»)

Москва и Московская область представляют собой огромный финансовый и культурный центр и активно развивающуюся область научно-промышленного производства. Стремительное развитие экономики региона с созданием особых инновационных центров и экономических зон, а так же значительное увеличение территорий города Москвы подразумевает в первую очередь развитие электроэнергетического комплекса.

Доля электропотребления Москвы и Московской области составляет около 50 % от объединенной энергосистемы Центра (ОЭС Центра) и около 10% от суммарного электропотребления Единой энергосистемы России (ЕЭС России).

Последнее десятилетие наблюдается существенное развитие всего электроэнергетического комплекса Московского региона связанное не только с вводом генерирующего оборудования на станциях Москвы и Московской области, но и с комплексной реконструкцией существующих и строительством новых подстанций и линий электропередач 110-500 кВ.

В связи со значительным ростом уровня энергопотребления и генерации в ближайшем будущем, на территории густонаселенных промышленных регионов (мегаполисах) обостряется проблема роста токов короткого замыкания (КЗ). Для территории мегаполиса характерны как сложнозамкнутая структура электрических сетей, высокая плотность генерации и нагрузки потребителей, так и наличие линий электропередачи, преимущественно в кабельном исполнении, что требует комплексного подхода к координации уровней токов короткого замыкания.

Комплексный подход к координации уровней токов КЗ подразумевает как замену коммутационного оборудования на оборудование с большей отключающей способностью, так и применение различных средств и методов для ограничения токов КЗ. Следует отметить, что мероприятия по замене выключателей ввиду отсутствия промышленного производства коммутационного оборудования с отключающей способностью, превышающей 63 кА, без применения дополнительных мер по ограничению токов КЗ в перспективе могут быть экономически невыгодны. Особое внимание следует уделять вопросам влияния используемых методов и средств ограничения уровня токов КЗ на надежность и эффективность работы электроэнергетической системы.

В качестве основных методов и средств ограничения токов КЗ энергосистемы Москвы и Московской области могут применятся:

- схемные решения;
- стационарное и автоматическое деление электрической сети;
- оптимизация режима работы нейтрали элементов электрической сети;
- применение токоограничивающих устройств (ТОУ) различного типа;
- изменение схем соединения обмоток силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- заземление нейтралей части трансформаторов и автотрансформаторов через реакторы, резисторы или иные токоограничивающие устройства;
- уменьшение времени срабатывания коммутационных аппаратов, а также устройств релейной защиты и автоматики.

Схемные решения

Схемные решения подразумевают изменение степени связи или жесткости связей между узлами электрической сети и в выборе оптимальных, для заданных условий, схем присоединения электростанций и подстанций к энергосистеме, параметров элементов электрических сетей на стадии проектирования развития энергосистемы.

Последние десятилетия схемы выдачи мощности для новых вводимых генерирующих блоков на электростанциях разрабатываются исходя из условия выдачи мощности в сеть высокого напряжения, 110 кВ и выше.

Актуальными вопросом являются выбор мощности и размещение объектов генерации в конкретном регионе. При этом важно выбирать уровни напряжения, для подключения этих объектов с учетом роста токов короткого замыкания в узлах присоединения.

В качестве эффективного способа ограничения токов КЗ можно рассматривать деление электрической сети 110-220 кВ энергосистемы на несколько частей с устройствами автоматики ввода резерва (АВР) для обеспечения электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах. При этом предполагается, что в энергосистеме будут созданы сбалансированные по мощности подсистемы, связанные между собой по сети более высокого напряжения 500 кВ.

Такой метод позволяет не только снизить уровни токов короткого замыкания, но и контролировать транзитные перетоки через Московскую энергосистему по сети 110-220 кВ, что в значительной степени позволит снизить перегрузку ЛЭП этой сети. Необходимо отметить, что деление сети на подсистемы предъявляет повышенные требования к коммутационному оборудованию, релейной защите и электроавтоматике.

Стационарное деление сети

Осуществляется с помощью секционных (шиносоединительных) или линейных выключателей на станциях и подстанциях. Стационарное деление сети выполняют в конкретном узле, где значение тока короткого замыкания превышает допустимое для установленного оборудования.

Стационарное деление сети является вынужденной мерой, при выполнении которого производится отключение линий электропередачи и трансформаторного оборудования, что приводит к простою оборудования и «замораживанию» капиталовложений и увеличению потерь электрической энергии, ограничению пропускной способности электрических сетей. В настоящее время стационарное деление сети Москвы, в том числе нового кабельного кольца 220 кВ практически исчерпало свои возможности по ограничению уровней токов короткого замыкания.

Автоматическое деление сети

Автоматическое деление выполняется в аварийных режимах, путем опережающего отключения секционных или шиносоединительных выключателей, с целью снижения токов КЗ, в коммутационных аппаратах присоединений, до значений не превышающих их отключающую способность.

Автоматическое деление сети не уменьшает электродинамические и термические действия на электрооборудование, приводит к резкому изменению загрузки ЛЭП и перетоков мощности в энергосистеме, а также оказывает негативное влияние на устойчивость и надежность работы электростанций и энергосистемы,. Кроме того, требуется сложная проработка и реализация принципов работы устройств релейной защиты в условиях резко изменяющейся топологии сети.

ТОУ различного типа

Для ограничения токов КЗ могут применяться следующие ТОУ:

- токоограничивающие реакторы (ТОР). Применение ТОР в качестве средства ограничения токов короткого замыкания в сетях высокого напряжения 110 кВ и выше в настоящее время набирает все большую популярность в Москве. Однако ТОР приводят к превышению параметров переходных восстанавливающихся напряжений (ПВН) на контактах выключателя, при отключении КЗ, сверх допустимых значений, что может привести к взрыву выключателя. Установка ТОР недопустима без применения дополнительных демпфирующих устройств, ограничивающих скорость нарастания и амплитуду ПВН.

- ТОУ со сверхпроводниками. Действие таких ТОУ основано на переходе проводника из сверхпроводящего в резистивное состояние, при изменении его температуры и/или напряженности магнитного поля. Такой переход позволяет быстро и эффективно ограничить ток КЗ, однако учитывая высокую стоимость криоситемы, токоограничивающие устройства со сверхпроводниками целесообразно использовать лишь там, где явление сверхпроводимости используется и в других элементах электроустановки (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи) и где, следовательно, может быть использована централизованная криоустановка. Применение ТОУ со сверхпроводниками приводит к возникновению перенапряжений опасных для изоляции.

- вставки постоянного тока и переменного тока непромышленной частоты. Применяются для несинхронного объединения любых энергосистем, где требуется регулирование в широком диапазонеперетоков мощности. Их основным недостатком является высокая (до 500 $ /кВА) стоимость.

- асинхронизированные синхронные электромеханические преобразователи частоты (АС ЭМПЧ). Недостатком АС ЭМПЧ является ограничение единичной мощности таких преобразователей по сравнению со вставками постоянного тока.

Общим недостатком применения различных ТОУ, на территории мегаполиса, является сложность выделения необходимого места для их установки в условиях плотной городской застройки.

Заключение

Стремительное развитие энергосистемы Москвы требует эффективных решений для снижения токов короткого замыкания, причем следует принимать во внимание как степень эффективности того или иного метода по ограничению токов короткого замыкания, так и возможность его осуществления.

В качестве нового подхода к структурной модернизации энергосистемы Москвы, а также для разработки оптимальных схемных решений, предполагается определить степень влияния связей 500/220, 500/110 кВ и в частности каждой подстанции Московского кольца 500 кВ на уровень токов короткого замыкания. Уменьшение количества таких связей позволит не только снизить токи короткого замыкания, но и отказаться от существующих точек деления сети 110-220 кВ.

Такое изменение топологии сети предполагает выполнение большого объема исследований, расчетов установившихся режимов работы электрической сети, токов КЗ, статической и динамической устойчивости энергосистемы, проработку логики работы АВР, согласование работы АВР с релейной защитой и противоаварийной автоматикой.

В результате координации уровней токов короткого замыкания должна быть выбрана оптимальная стратегия развития электрической сети с наилучшими условиями

функционирования энергосистемы, которая позволит обеспечить высокую энергоэффективность, надежность и качество электроснабжения потребителей Московского региона.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шульгинов Н.Г., Кучеров Ю.Н., Чемоданов В.И., Утц Н.Н., Ярош Д.Н. Основные направления развития энергосистемы Московского региона // Электро. – № 1/2012.

2. Разработка стратегических направлений развития Московской энергосистемы с учетом роста уровня токов короткого замыкания. Научно-технический отчет. Том 3. ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Москва, 2010. – 251 с.

3. Волков М.С., Гусев Ю.П. Электромагнитные переходные процессы в цепях с токоограничивающими реакторами // Актуальные вопросы современной техники и технологии : Сборник докладов XI-й Международной научной конференции (г. Липецк, 26 апреля 2013 г.) / Отв. ред. А.В. Горбенко. Липецк: Издательский центр «Гравис», 2013. С. 27-31.

4. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах, Москва: Энергия, 1978. – 152 с.

5. Веников В.А., Зеленохат Н.И., Шакарян Ю.Г. и др. О применении электромеханических преобразователей частоты в энергосистемах. — Москва: Электричество, 1977, № 4.

6. J. Schlabbach. Short-circuit Currents. Power and energy series 51: 2008 - 305 с.

Научный руководитель: Ю.П. Гусев, к.т.н, заведующий кафедры "Электрические станции" НИУ «МЭИ».

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ВАГОНОВ МЕТРОПОЛИТЕНА С НАИЛУЧШИМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ

Ле Суан Хонг

Национальный исследовательский университет

«Московский энергетический институт»

Известные экономические и экологические преимущества электрического транспорта (автобус, троллейбус, метро...) обусловливают рост доли пассажирских перевозок в крупных городах. В частности в Москве метрополитен был открыт уже 15 мая 1935, а сегодня его доля в перевозке пассажиров среди предприятий городского пассажирскоготранспортастолицы превышает 56%. По сведениям официального сайта Мосметрополитена “его услугами с среднем ежедневно пользуются более 7 млн. пассажиров, а в будние дни этот показатель превышает 9 млн. пассажиров. Это навысший показатель в мире”. В этом же сайте утверждается, что сегодня “по интенсивности движения, наёжности и объёмам перевозок Московский метрополитен стабильно занимает 1-ое место в мире. Он в первой тройке метрополитенов мира практически по всем другим показателям.”

Метрополитен становятся крупными потреблями электроэнергии, например, по известным данным в 2007 г. длина линий Мосметрополитена составляла около 305 км, а потребление энергии из внешнего электроснабжения около 1,6 млрд. квт.ч в год.

При этом “удельное” потребление электроэнергии составляло 5,246 млн. кВт. ч./км линий и в случае сохранения существующих условий эксплуатаци, включая и энергетические показатели метропоездов, приращение потребления или электроэнергии у внешнего электроснабжения при росте длины линий до 467 км (плановая цифра), т.е. на 162

км., составит 162х5,246 около 850 млн. кВт.ч, а общее потребление энергии в контрольно – 2020 г. достигнет 2,5 млрд. кВт. ч. Эта же цифра, естественно, получится умножением удельного потребления энергии на 1 км пути и его плановой длины (467х 5,246=2,447 млрд. кВт. ч.)

При цене электроэнергии около 3 руб./кВт.ч затраты Мосметрополитена на оплату потребляемой на тягу электроэнергии составят около 8 млрд. руб.

По известным данным можно прогнозировать, что потребление энергии одним вагоном в год составит около 2,5 млн. кВт.ч стоимостью около 7,5 млн. руб.

В связи с этим чрезвычайно актуальна проблема снижения удельного потребления метрополитенами электроэнергии на единицу транспортной работы.

Основным резервом сокращения общего потребления энергии метрополитенов является улушение энергетических показателей подвижного состава (ПС), так как около 75% энергии расходуется на тягу поездов, примерно 20-22% на собственные нужды трассы и 3-5% на ремонтную базу. Следующими по значимости являются расходы на собственные нужды трассы: освещение, отопление, санитарно-технические установки и эскалаторы. Однако потребление на собственные нужды существенно зависит от энергетических показателей ПС. В частности, сантехнические установки расходуют около 40% энергии на собственные нужды трассы, причем значительную долю составляет потребление энергии вентиляторами туннелей. Последнее прямо зависит от тепловыделения в туннелях , основная часть которого определяется потерями энергии в подвижном составе . Таким образом, улучшение энергетических показателей вагонов метрополитена (ВМ) позволяет как непосредственно сократит удельный расход энергии метрополитенами, так и уменьшить ее потребление, чему способствует снижение интенсивности вентиляции туннелей.

Одним из технических решений указанной проблемы является примение системы тягового электропривода (ТЭП) с реостатным пуском, рекуперативно-реостатным торможением (РРТ) и автоматически регулируемым независимым возбуждения тяговых машин (АР НВ ТМ).

Выполненные в Московском энергетическом институте (МЭИ) и ВНИИ вагоностроения теоретические и экспериментальные исследования подвердили высокую эффективность и практическую возможность реализации в короткие сроки теоретических преимуществ применения АР НВ ТМ на ВМ.

На рис. 1.показана разработанная на базе предложенного МЭИ технического решения схема силовых цепей ТЭП с НВ ТМ и дискретно-резисторным управлением (ДРУ) [1], обеспечивающая следующие режимы работы:

— реостатным пуск вагона с перегруппировкой групп ТМ с плавным ослаблением поля после выхода на безреостатную характеристику параллельного соединения ТМ в соответствии с ограничениями тяговой области;

— электрическое рекуператнвно-реостатное торможение в диапазоне скоростей от конструкционной до близкой к нулю с сохранением максимальной тормозной силы до скоростей 2—3 км/ч, рекуперативного торможения до скоростей около 20 км/ч и замещении рекуперативного торможения реостатным без потери тормозной силы в случаях срыва рекуперации или снижения скорости движения до значения, при котором нельзя обеспечить требуемую для рекуперации ЭДС ТМ.

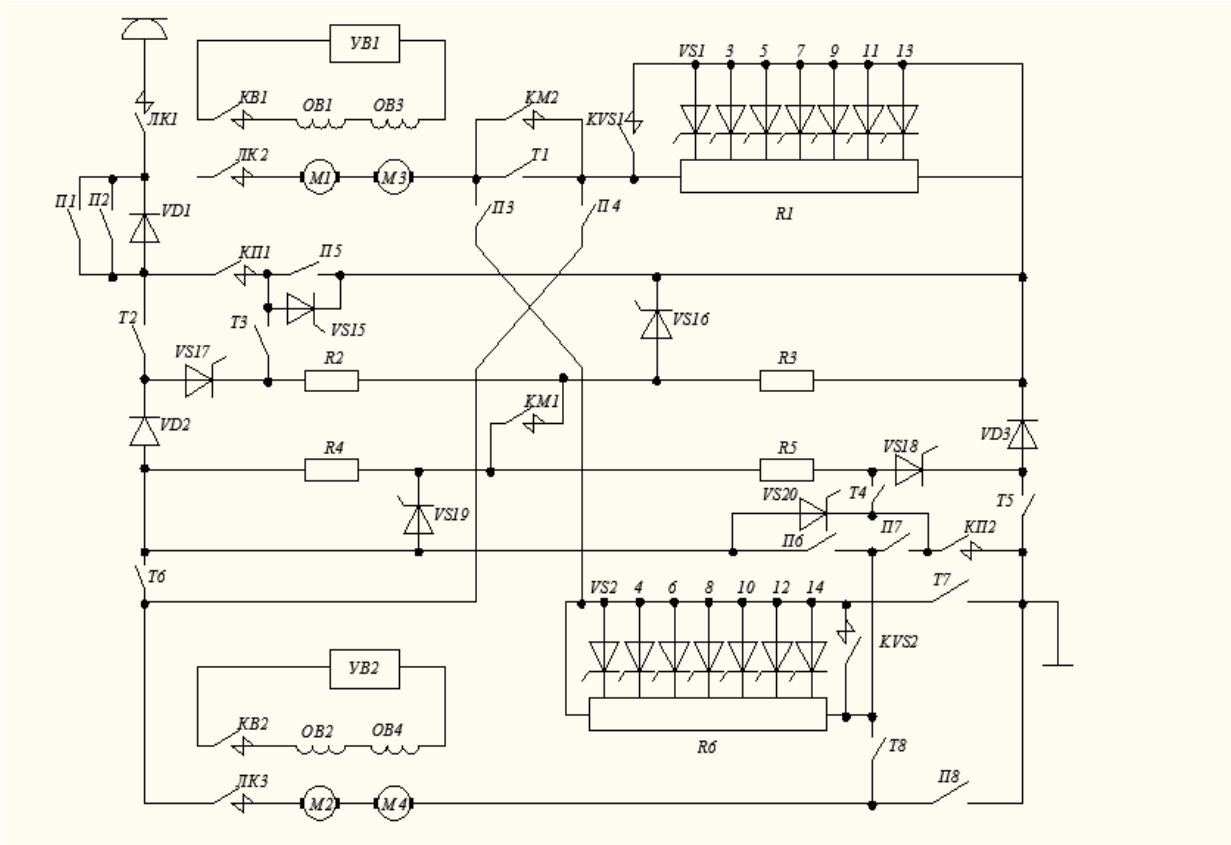


Рис. 1. Принципиальная силовая схема вагона метрополитена с НВ ТМ разработанной кафедрой «Электрический транспорт» (МЭИ)

При использовании системы с АР НВ ТМ реализуются:

— улучшение тяговых свойств в зоне ограничения динамической жесткости тяговых характеристик и регулирования силы тяги условиями сцепления и в зоне ослабления поля ТМ соответственно за счет повышения силы тяги согласно с фактически действующим ограничением при уменьшении разброса нагрузок параллельно включенных групп ТМ;

— повышение эффективности тормозного процесса за счет более плавного регулирования тормозной силы в зоне высоких скоростей движения и сохранения максимальной тормозной силы до существенно меньшей скорости движения;

— рекуперативное торможение, являющееся основным резервном повышения энергетической эффективности вагонов метрополитена, с осуществлением в этом режиме перегруппировки ТМ;

— возможность использования более эффективных энергосберегающих алгоритмов управления в пусковых режимах.

Об энергетической эффективности применения АР НВ ТМ на вагонах моделей 81-714 и 81-717 свидетельствуют приведенные в таблице 1. результаты тягово-энергетических расчетов. Выполнены два варианта расчетов: для скоростей сообщения V_c= 40,43 и 46 км/ч на основе полученных в усредненных условии эксплуатации вагонов в Московском метрополитене (средняя длина перегона 1670 м, уклон нулевой, масса пассажиров 9 т, масса вагона 42 т, напряжение контактной сети при тяге 750 В и при рекуперации 1000 В); для V_c= 48 км/ч — на основе данных принятого расчетного режима работы вагонов типа 81-717 и 81-714 (длина перегона 1700 м. уклон +3%, масса вагона с пассажирами при полной загрузке 56,4 т, напряженке в контактной сети при тяге 750 В и при рекуперации 1000 В). Из таблицы следует, что увеличение скорости сообщения с 40 до 46 км/ч, т.е на 15%, приводит в средних условиях эксплуатации к росту потребления энергии на пуск Ап вагонами с последовательным возбуждением (ПВ) ТМ (графы ПВ) почти на 40%. Возврат энергии в сеть при рекуперации у вагонов с НВ ТМ увеличивается более чем в 2 раза. В результате общее потребление энергии на сети A_Tпри условии полного полезного использования энергии

рекуперации у вагонов е ПВ ТМ при Vc = 46 км/ч с учетом возможного уменьшения потерь энергии в контактной сети (вследствие повышения напряжения сети н передачи энергии от рекуперирующего поезда потребляющему энергию на меньшее расстояние, чем при передаче энергии от тяговой подстанции) остается приблизительно равным потреблению энергии вагонами при V_c =40 км/ч. При этом теоретически (при условии полного полезного потребления всей энергии рекуперации) возможно снизить примерно на 35% расход энергии на тягу поездов при V_c=46 км/ч.

Таблица1. Приведенные результаты тягово-энергетичееких расчетов

Параметр	Усредненные условия эксплуатации						Расчетный режим	
V_c, км/ч / %	40 / 100		43 / 107,5		46 / 115		48 / 130	
	ПВ	НВ	ПВ	НВ	ПВ	НВ	ПВ	НВ
$A_п$, Вт. ч/т. км / %	35,3 / 100,3	35,2 / 100	42,5 / 120,7	42,3 / 120,2	49,2 / 139,8	48,8 / 138,6	67,9 / 192,9	64,9 / 184,4
$A_{рек}$, Вт. ч/т. км / %	—	5,8 / 16,5	—	8,8 / 20,9	—	12,1 / 24,8	—	19,49 / 30
$A_т$, Вт. ч/т. км / %	35,3 / 100,3	29,4 / 83,5	42,5 / 120,7	33,5 / 95,2	49,2 / 139,8	36,7 / 104,3	67,9 / 192,9	45,41 / 129
$A_{т\ отн}$, %	100,3	100	120,7	113,9	139,8	124,8	192,9	154,5

В таблице 1. также показано теоретически возможное изменение расхода энергии $A_т$ на тягу поездов при увеличении скорости сообщения с 40 до 48 км/ч, причем за 100% принят расход энергии при V_c =40 км/ч как для поезда с традиционным тяговым приводом, так и для поезда с АР НВ ТМ. Установлено, что применение рекуперации резко уменьшает темп роста расхода энергии при повышении скорости движения.

Очевидно, что полное полезное использование рекуперативной энергии практически недостижимо, т. е. реальная эффективность применения рекуперации ниже теоретической но может быть достаточно высокой. Так, во всех исследовано эффективности применения рекуперативного торможения на метрополитене сделаны практически сопадающие выводы о возможности использованння в межпоездком обмене не менее 75% энергии рекуперации. Повышение эффективности межпоездного обмена возможно за счет синхронизации процессов пуска и торможения поездов. При высокой эффективности рекуперации целесообразно оборудование тяговых подстанций инверторами или накопителями энергии, в частности маховичными.

ВЫВОД: Сегодня в Мосметрополитене эксплуатируются более 5000 вагонов, большинство из которых с тяговыми машиннами постоянного тока (ТМ ПТ). Из них около 4000 не отработали срок годности, но считаются морально устаревшими и не отвечающими ряду современных требований, в том числе по энергоэффективности. Это требует решение возникшей проблемы. Администрация Мосметрополитена и некоторые его специалисты без необходимых обоснований считали возможность заменить за 2 года все электропоезда (ЭП) с ТМ ПТ поездами с асинхронными тяговыми машинами (АТМ) на основании очевидного предведения возможности снижения экономии или электроэнергии. Такой поход не раз приводил к серьезным ошибкам.

ЭПС с АТМ имеет и ряд недостатков, часть из которых была выявлена в испытаниях и эксплуатации во Франции электровозов с АТМ и ТМ ПТ, ещё в 70-80-е годы прошлого века в которых было получено, что электровозы с АТМ уступают локомотивам с ТМ ПТ практически по всем показателям, включая энергетику и надёжность. В частности, в написанной на основе экспериментальных данных статье [2-3] Французский инженер Ф. Нувьон подчёркивает, что даже при работе в идеальных условиях с питанием АТМ симметричным и стабильным синусоидальным напряжением они по «энергетической эффективности» имели худший на 3% показатель.

Таким образом, объективные данные показаывают, что при реализации на ЭП с ТМ ПТ простых и проверенных на опытных образцах технических решений по совершенствованию их ТЭП [4] они не будут уступать поездам с АТМ ни по одному показателю. При цене ориентировочно вдвое меньшей они будут существенно эффективнее. Важнейшим их премуществом является возможность использования полученных результатов при модернизации эксплуатируемых ЭПМ, значительная часть которых ещё не отработала расчётного срока. Поэтому использование ТЭП с ТМ ПТ перспективно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.Д. Тулупов, А.П. Марченков, С.И. Кабанец и другие. Схема силовых цепей вагонов метрополитена с независимым возбуждением тяговых машин и тиристорным реостатным контроллером – Тр. МЭИ 1992, выпуск 641, с. 36-45.
2. Fernand Nouvion. Considerationsn on the use of d.c and three- phase traction motors and transmission system in the context of motive power development // Proc. Inst. Mech. Engrs 1987, Vol.201, №2. P. 99-113.
3. Fernand Nouvion. Into the second century. Rainway Gazette International. April 1979. P. 296-300.
4. Электропривод постоянного тока. Состояние и тенденции // Докл. Научно-практического семинара. – М. : Изд. МЭИ. 2002.

Научный руководитель – В. Д.Тулупов, д.т.н., профессор МЭИ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЫШЕНИЯ БЫСТРОДЕЙСТВИЯ УРОВ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЭС

Ю.В. Шабалина, Р.Б. Абеуов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Энергетический институт, кафедра Электрических сетей и электротехники

В настоящее время расчёты динамической устойчивости (ДУ) энергосистем осуществляются на основании Методических указаний по устойчивости энергосистем разработанных ОАО «СО ЕЭС». Методические указания по устойчивости энергосистем рекомендуют при выполнении расчётов динамической устойчивости рассматривать нормативные возмущения I, II и III групп. Анализ расчётов ДУ показывает, что наиболее тяжелыми из них являются нормативные возмущения III группы, одним из которых является отключение сетевого элемента (воздушная линия) действием устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ) при трёхфазном коротком замыкании (КЗ) с отказом одного выключателя.

Это объясняется тем, что при таком возмущении наблюдаются наибольшие интенсивность короткого замыкания и время отключения КЗ. Время отключения КЗ определяется временем отключения воздушной линии (ВЛ) действием защит. При работе защит линии и отказе выключателя, УРОВ действует через схему ДЗШ на отключение всех присоединений системы шин с запретом АПВ [1]. Время отключения воздушной линии в этом случае находится в пределах 0,4 – 0,6 секунд.

При такой длительности возмущающего воздействия у генераторов электростанций, аналогичных той, которая приведена на рисунке 1, как правило, наблюдается кратковременный (1 – 4 цикла) асинхронный режим (АР), продолжительностью 1 – 3 секунды. Такая длительность асинхронного режима является относительно небольшой, однако не для всех генераторов электроэнергетической системы (ЭЭС) она допустима.

Одним из известных способов обеспечения ДУ, является повышение скорости срабатывания устройств релейной защиты, в рассматриваемом случае УРОВ [2]. Это может быть сделано посредством замены устаревших систем релейной защиты на современные, позволяющие сократить время действия УРОВ, за счёт использования микропроцессорной элементной базы.

Исследование возможности уменьшения времени действия УРОВ для задачи обеспечения динамической устойчивости проводилось для схемы электрической сети ЭЭС, приведённой на рисунке 1.

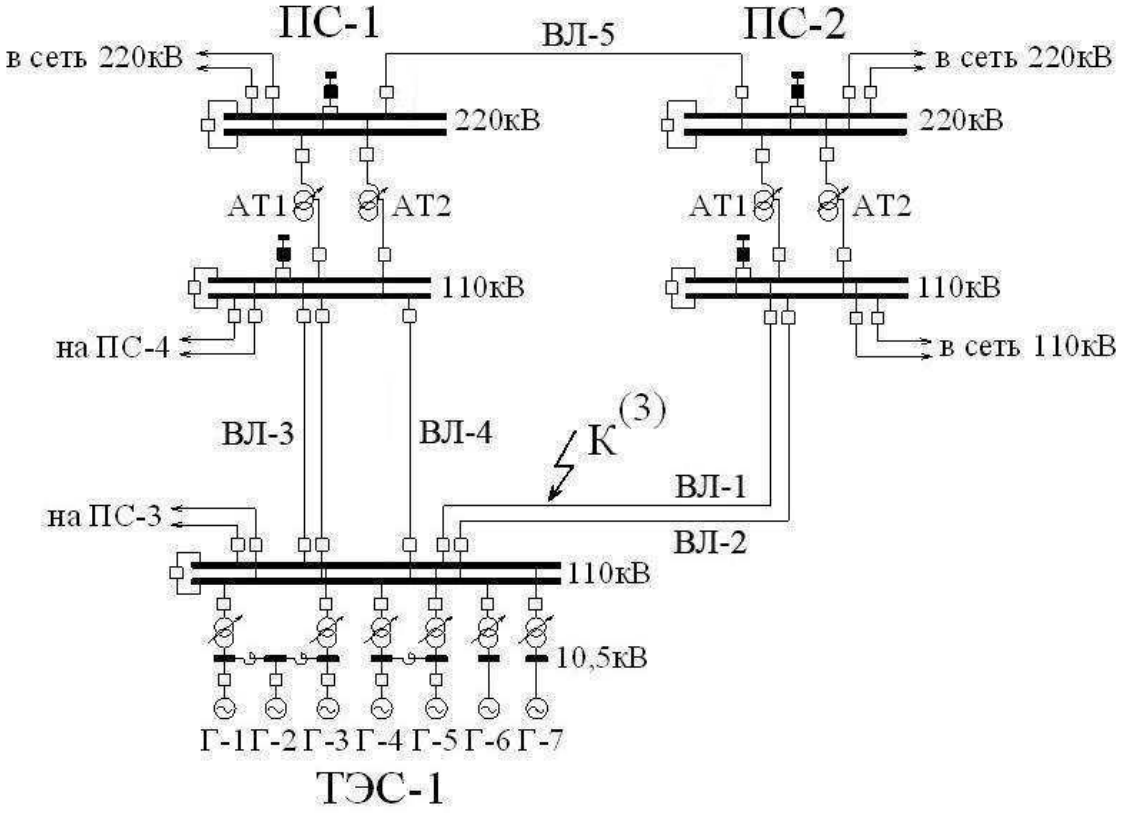


Рис.1. Принципиальная схема исследуемой электрической сети ЭЭС.

В качестве аварийной ситуации рассматривалось трёхфазное короткое замыкание на воздушной линии (ВЛ-1) с последующей работой защит линии, отказом выключателя и действием УРОВ через схему ДЗШ на отключение всех присоединений первой секции шин ТЭС-1 с запретом АПВ. Моделирование трёхфазного КЗ выполнялось на ВЛ-1, при различной электрической удалённости точки КЗ от шин ТЭС-1. При этом время действия УРОВ было принято равным 0,47 с, время отключения выключателей РУ ТЭС-1 – 0,08 с.

Проведённые расчёты показали, что кратковременный асинхронный режим (1 – 2 цикла) генераторов ТЭС-1 (Рисунок 2), наблюдается только в тех случаях, когда трёхфазное КЗ происходит на участке 1 – 2 ВЛ-1, составляющем не более 30% от общей длины линии (Рисунок 4).

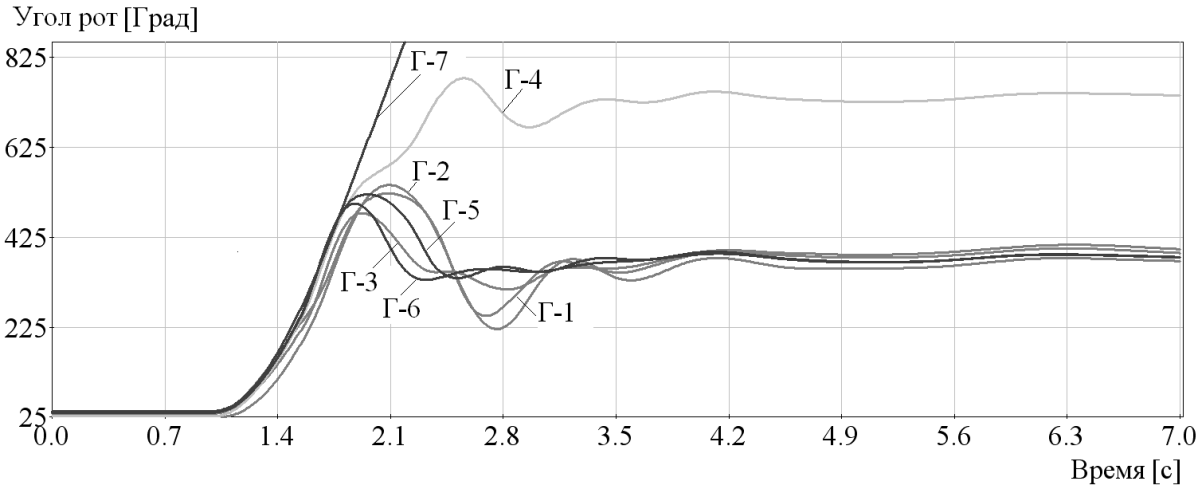


Рис. 2. Осциллограммы изменения углов роторов генераторов ТЭС-1 при КЗ на ВЛ в непосредственной близости от шин электростанции

При моделировании трёхфазного КЗ на ВЛ-1 при большей удалённости от шин ТЭС-1, участок 2 – 3 ВЛ-1, у генераторов не наблюдается даже кратковременного асинхронного режима (Рисунок 3).

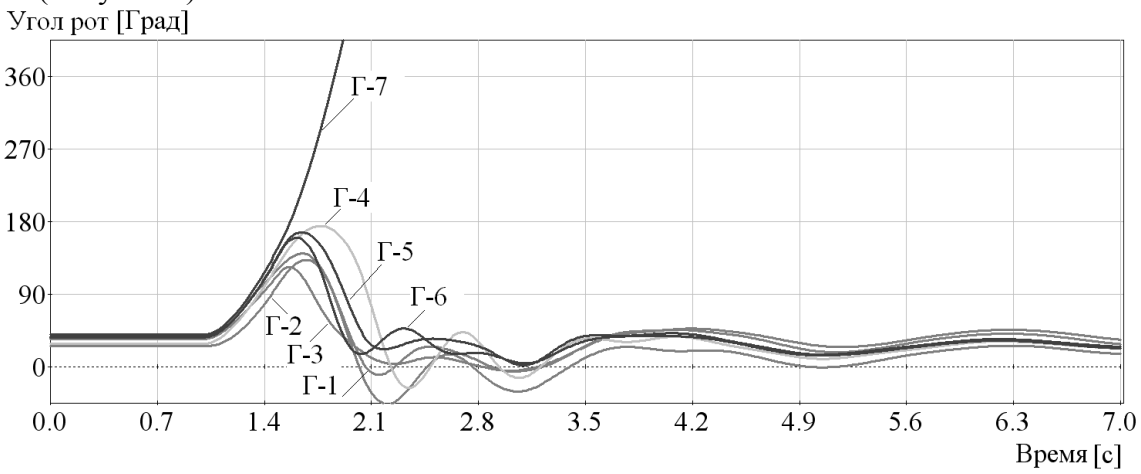


Рис. 3. Осциллограммы изменения углов роторов генераторов ТЭС-1при КЗ на противоположном от шин электростанции конце ВЛ

Таким образом, можно сделать вывод о том, что электрическая удалённость точки КЗ от шин электростанции при возмущениях такого рода влияет на вероятность возникновения асинхронного режима генераторов, а его возникновение возможно лишь, при относительно небольшом удалении точки КЗ от шин электростанции (Рисунок 4).

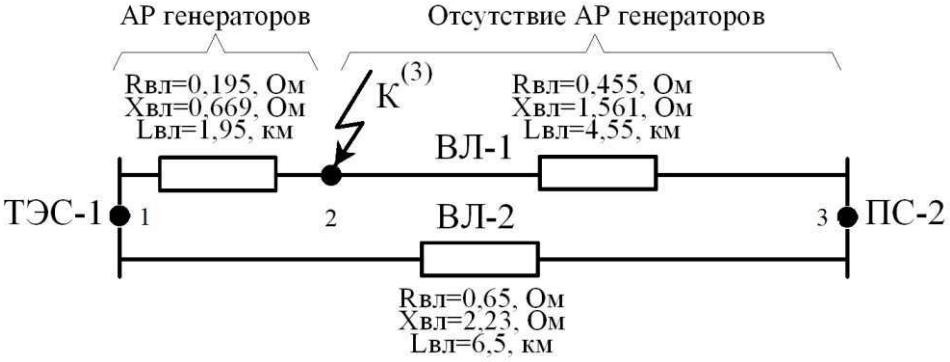


Рис. 4. Схема замещения воздушных линий электропередачи ВЛ-1 и ВЛ-2

Проведённые расчёты показали, что вероятность возникновения асинхронного режима при возмущениях такого рода на ВЛ входящих в схему выдачи мощности электростанции тем выше, чем ближе точка КЗ расположена к шинам ТЭС-1. Полностью

исключить вероятность возникновения АР при КЗ в любой из точек на участке 1 – 2 ВЛ-1 потенциально можно при уменьшении времени действия УРОВ.

Моделирование отключения ВЛ-1 действием УРОВ со стороны ТЭС-1, при трёхфазном КЗ вблизи шин электростанции показало, что при уменьшении времени действия УРОВ до 0,28 с, у генераторов ТЭС-1 не наблюдается даже кратковременного АР (Рисунок 5).

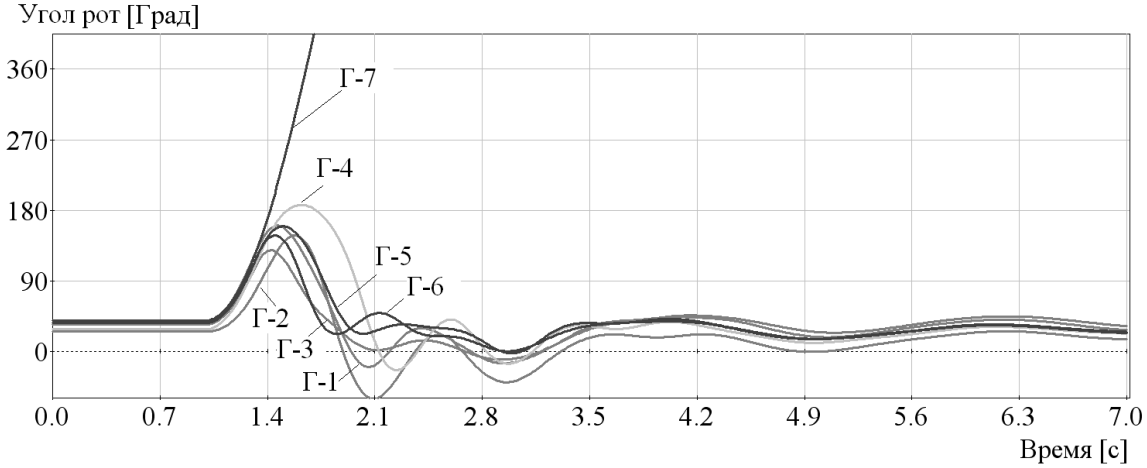


Рис. 5. Осциллограммы изменения углов роторов генераторов ТЭС-1при КЗ на ВЛ в непосредственной близости от шин электростанции при уменьшении времени действия УРОВ

Проведённые расчёты показали, что уменьшение времени действия УРОВ является эффективным способом обеспечения ДУ генераторов ЭЭС.

По результатам исследований можно сделать следующие выводы:

1. Отключение сетевого элемента (ВЛ) действием УРОВ при трёхфазном коротком замыкании с отказом одного выключателя приводит к возникновению кратковременного АР генераторов только в том случае, если КЗ происходит на ВЛ в непосредственной близости от шин электростанции.
2. Уменьшение времени отключения воздушной линии посредством уменьшения времени действия УРОВ позволяет исключить возможность возникновения кратковременного АР генераторов, даже если КЗ происходит в непосредственной близости от шин электростанции.
3. Уменьшение времени действия УРОВ рекомендуется осуществлять только на тех воздушных линиях, на которых установлены микропроцессорные устройства релейной защиты.
4. Уменьшение времени действия УРОВ должно осуществляться до величины, при которой с одной стороны будет обеспечиваться ДУ генераторов, а с другой стороны будет исключено избыточное действие УРОВ, в случае задержки отключения выключателя.
5. Поскольку возникновение кратковременного АР генераторов происходит только при трёхфазном КЗ в непосредственной близости от шин электростанции, то уменьшение времени действия УРОВ необходимо осуществлять только для описанного случая. Это может быть достигнуто за счёт ускорения действия УРОВ. Однако вопрос использования ускорения УРОВ для обеспечения ДУ является недостаточно проработанным и требует проведения дальнейших исследований.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Таубес И.Р. Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) в сетях 110 – 220кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 88 с.
2. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.

Научный руководитель: Р.Б. Абеуов, к.т.н., доцент ЭНИН НИ ТПУ

ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УЗЛОВ КОММЕРЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

В.Г. Гольдштейн, Т.В. Табачникова, А.В. Махт, А.Д. Махт
Самарский государственный технический университет, кафедра «Автоматизированные электроэнергетические системы»,
Альметьевский государственный нефтяной институт, кафедра «Электроэнергетика»

Повышение эффективности управления систем электроснабжения в нефтяной отрасли требует практического расширения функциональных возможностей узлов коммерческого и технического учета электрической энергии промысловой подстанции на основе улучшения информативности выходных параметров, позволяющих влиять на снижение потерь электрической энергии в распределительной электрической сети промысловой подстанции.

Для этого целесообразно усовершенствовать, а в ряде случаев разработать рекомендации и организационно-технические мероприятия, связанные с проведением анализа технических средств коммерческого и технического учета электрической энергии с использованием получасовых суточных графиков активной и реактивной мощности.

Практическая реализация названных мероприятий позволит определить пути и резервы снижения потерь электрической энергии на технологический процесс, существенно улучшить показатели качества электрической энергии и повысить надежность системы электроснабжения.

Исходными данными для системного анализа является информация (суточные графики активной, реактивной мощности за полный технологический цикл), полученная с коммерческих и технических узлов учёта электрической энергиипромысловой подстанции.

Анализ полученных результатов, показал, что по подстанции при отсутствии компенсирующих установок среднее потребление активной мощности составит (рис. 1) $P_{ср} = 3506$ кВт, а среднее потребление реактивной мощности (рис.2) $Q_{ср} = 2881$кВАр, тогда среднее значения полной мощности $S_{ср} = 4538$кВ·А, коэффициент мощности $\cos\varphi = 0{,}773$ и коэффициент реактивной мощности $\mathrm{tg}\varphi = 0{,}822$. На секциях шин при имеющихся батареях статических конденсаторов не обеспечивается рациональный режим потребления реактивной мощности [1] изаданное значение коэффициента реактивной мощности, меньшее или равное $\mathrm{tg}\varphi = 0{,}4$, требуемое энергосистемой.

Средний коэффициент загрузки первого трансформатора промысловой подстанции по коммерческому учёту составляет – $\beta_{1mp} = 0{,}72$ о.е., а коэффициент загрузки второго трансформатора при максимальной нагрузке подстанции по коммерческому учёту составляет – $\beta_{2mp} = 0{,}762$ о.е.

По данным рисунка 1 получены: $P_{max} = 3742$ кВт – максимальное значение активной мощности получасового суточного графика промысловой подстанции. $K_{max} = 1{,}057$ – коэффициент максимума электрической нагрузки получасового суточного графика промысловой подстанции. $K_{з.гр.а.} = 0{,}946$ – коэффициент заполнения графика активной электрической нагрузки получасового суточного графика промысловой подстанции. $T_{u.a.} = K_{з.гр.а.} \cdot T = 8289$ – число часов использования максимальной электрической нагрузки промысловой подстанции в год.

Коммерческий учет электрической энергии промысловой подстанции, показал, что при включении УПЕК мощностью 900 кВАр на секции шины промысловой подстанции

среднее потребление активной мощности составит (рис. 3) $P_{ср} = 3483$ кВт. Среднее потребление реактивной мощности (рис.4) $Q_{ср} = 1981$ кВАр, тогда полная мощность $S_{ср} = 4007$ кВ·А, коэффициент мощности $\cos\varphi = 0{,}869$ и коэффициент реактивной мощности $\mathrm{tg}\varphi = 0{,}569$, это говорит о том, что требуются дополнительные меры по повышению коэффициента мощности в распределительной электрической сети [2] промысловой подстанции.

Для поддержания значения коэффициент реактивной мощности меньшего или равного 0,4 требуемой энергосистемой необходимо докомпенсировать реактивную мощность равную:

$$\Delta Q = \Delta \mathrm{tg}\varphi \cdot P_{ср.к} = \left(\mathrm{tg}\varphi_{ср.к} - \mathrm{tg}\varphi_{сис.}\right) \cdot P_{ср.к} = \\ = (0{,}569 - 0{,}4) \cdot 3483 = 0{,}169 \cdot 3483 = 589 \text{ кВАр.} \quad (1)$$

Средний коэффициент загрузки первого трансформатора промысловой подстанции при компенсации реактивной мощности 900 кВАр составляет – $\beta_{1тр} = 0{,}64$ о.е., а коэффициент загрузки второго трансформатора при максимальной нагрузке составляет – $\beta_{2тр} = 0{,}682$ о.е.

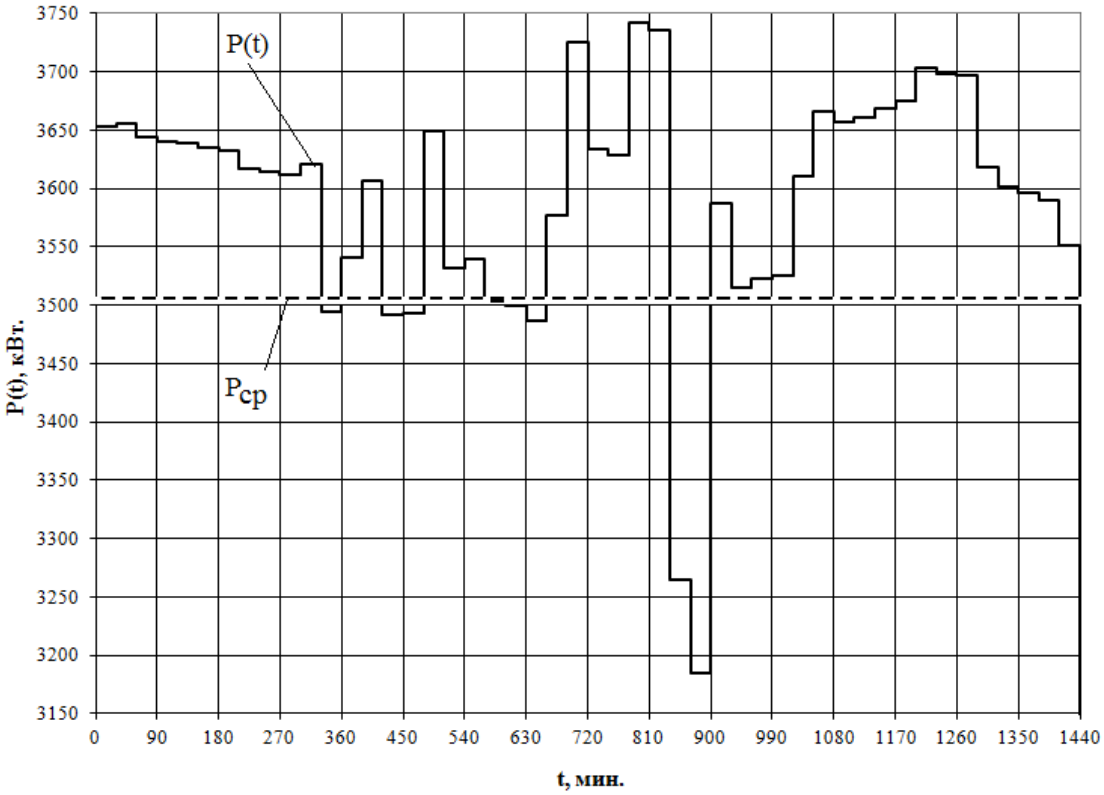


Рис. 1. Получасовой суточный график активной мощности промысловой подстанции при отключенной централизованной УПЕК

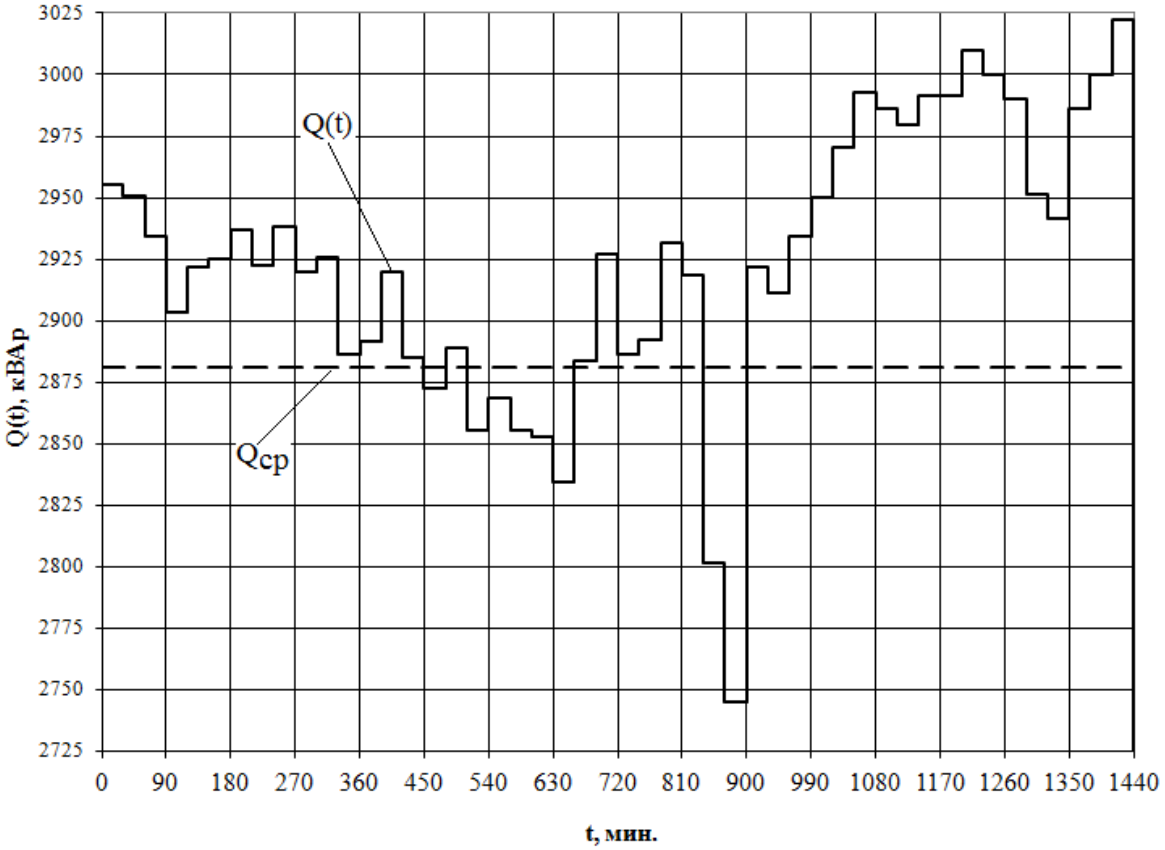


Рис. 2. Получасовой суточный график реактивной мощности промысловой подстанции при отключенной централизованной УПЕК

По данным рисунка 3 получены следующие данные: $P_{max} = 3717$ кВт – максимальное значение активной мощности получасового суточного графика; $K_{max} = 1{,}067$ – коэффициент максимума электрической нагрузки получасового суточного графика; $K_{з.гр.} = 0{,}937$ – коэффициент заполнения графика активной электрической нагрузки получасового суточного графика; $T_{u.a.} = K_{з.гр.} \cdot T = 8207$ – число часов использования максимальной электрической нагрузки в год.

Анализ результата суточного графика мгновенных значений линейного напряжения (рис.5) показал, что продолжительность максимального значения напряжения в течение суток – промежуток времени с 720 мин. до 1080 мин. (т.е. с 22 часов до 4 часов) при условии, что производилось эпизодическое регулирование компенсации реактивной мощности и уровня напряжения.

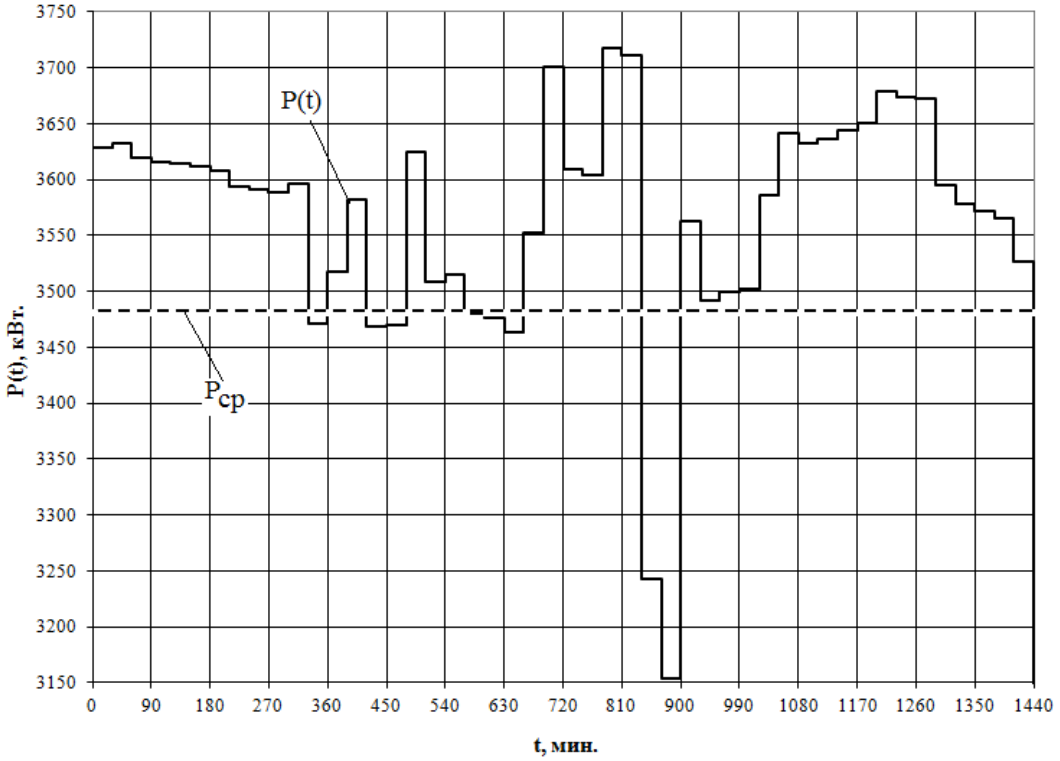


Рис. 3. Получасовой суточный график активной мощности промысловой подстанции при включении централизованной УПЕК мощностью 900 кВАр

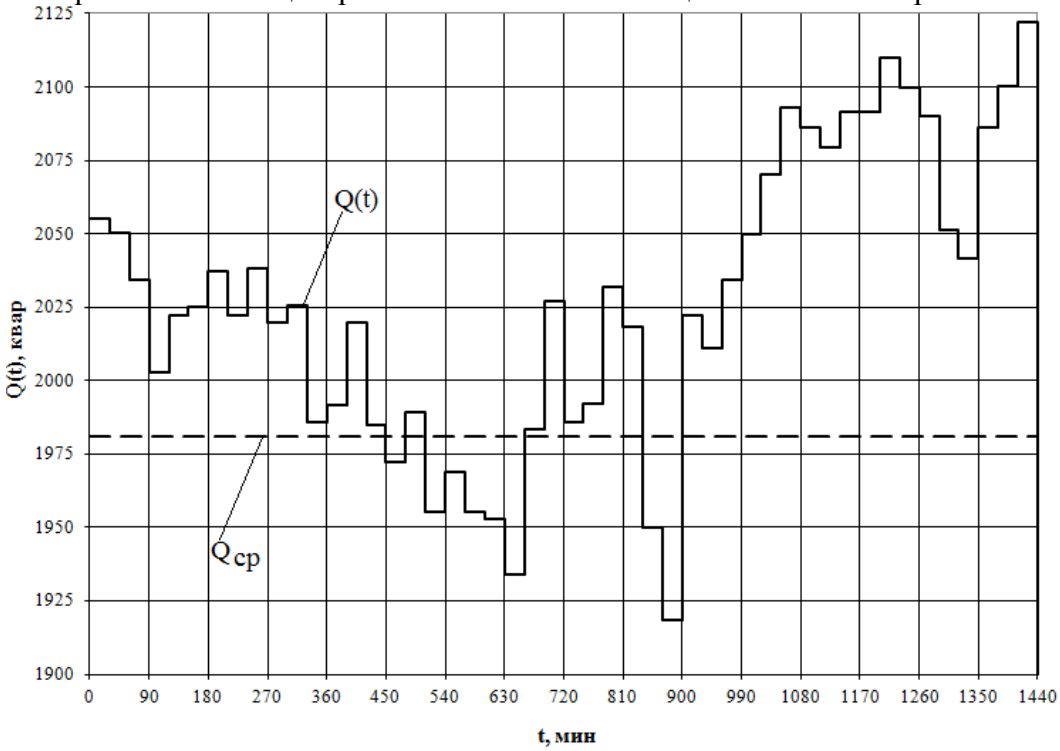


Рис. 4 Получасовой суточный график реактивной мощности промысловой подстанции при включении централизованной УПЕК мощностью 900 кВАр

На момент регистрации суточного графика напряжения, уровень напряжения был снижен на две ступени, т.е. $U_{ct} \cdot 2 = 90 \cdot 2 = 180$ В [3]. Следовательно, при напряжении 35 кВ на стороне высокого напряжения силового трансформатора, то на стороне низшего напряжения, т.е. на секции распределительной шины, напряжение будет иметь значение:

$$U_0 = U_{cp} - 180 = 6300 - 180 = 6120 \text{ В.} \qquad (2)$$

Среднесуточное значение напряжения составляет $U_{ср.с} = 6571$ В (рис.5).

При начальных условиях, когда напряжение в центре питания равен $U_{цп} = U_0 =$ 6120 В, тогда среднесуточное значение напряжения по суточному графику (рис.5) составит $U_{ср.с} = 6571$ В, максимальное значение $U_{max} = 6646$ В и минимальное значение напряжения $U_{min} = 6409$В.

Дополнительную мощность батарей статических конденсаторов:

$$\Delta Q = \Delta tg\varphi \cdot P_{ср.к} = (tg\varphi_{ср.с} - tg\varphi_{сис.}) \cdot P_{ср} = 589 \text{ кВАр}. \quad (3)$$

надо перераспределить между индивидуальными и узловыми установками поперечной компенсации, с учетом согласования режимов их работы по напряжению и электропотреблению[4].

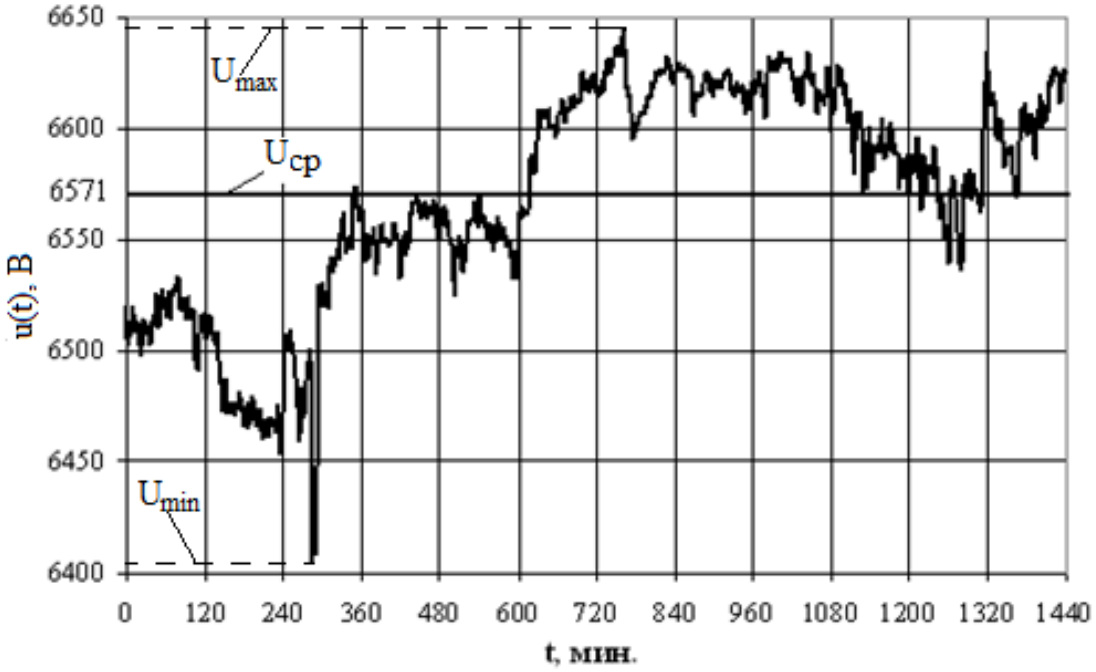


Рис 5 Фактический суточный график мгновенных значений линейного напряжения.

Проведенный анализ суточных графиков показал, что при работе существующей централизованной поперечной компенсации первой секции распределительных шин мощностью 900 кВАр, среднее потребление реактивной мощности составит $Q_{ср} =$ 1981 кВАр, а активной мощности $P_{ср} = 3506$ кВт. Коэффициент мощности составит $\cos\varphi_{ср} = 0{,}871$, а значение коэффициента реактивной мощности промысловой подстанции составит $tg\varphi_{ср} = 0{,}565$. Для достижения значения коэффициента реактивной мощности, меньшего или равного $tg\varphi_c = 0{,}4$, требуемого энергосистемой, необходимы дополнительные меры по его понижению в распределительной электрической сети.

При этом разность между его существующим значением и требуемым энергосистемой составит:

$$tg\varphi_k = tg\varphi_{ср} - tg\varphi_c = 0{,}565\text{-}0{,}4 = 0{,}165, \quad (4)$$

$$\text{где } tg\varphi_k = \frac{Q_k}{P_{ср}} = \frac{Q_{ср}}{P_{ср}} - \frac{Q_c}{P_{ср}}, \quad (5)$$

отсюда суммарная реактивная мощность индивидуальных компенсирующих установок, которые надо рассредоточено установить в распределительной электрической сети первой

секции шины промысловой подстанции:

$$Q_k = P_{ср} \cdot tg\varphi_k = 3506 \cdot 0{,}165 = 578 \text{ кВАр.} \quad (6)$$

Предлагаемая работа направлена на разработку согласованного режима работы промысловой распределительной сети с индивидуальными и узловыми компенсирующими установками, с централизованной компенсирующей установкой, определение рациональных энергетических параметров в распределительной электрической сети, а также рациональногоуровня напряжения центра питания.

ВЫВОДЫ

1. Разработан подход к согласованию режима работы промысловой распределительной сети с индивидуальными и узловыми компенсирующими установками, с централизованной компенсирующей установкой.
2. В первом приближении определены рациональные энергетические параметров во фрагменте распределительной электрической сети, в частности, уровень напряжения центра питания.
3. Практическая реализация предлагаемого подхода улучшит режимы работы всего работающего электрооборудования распределительной электрической сети, качество электрической энергии, позволит для данного участка сети получить годовой экономический эффект ~ 970 тыс. руб. при сроке окупаемости ~ 10 месяцев.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии/ Герасименко А.А., Федин В.Т. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д: Феникс, 2008.
3. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Норма качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998.
4. Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В. Методика определения рациональных уровней напряжения электротехнического комплекса предприятия нефтегазодобывающей промышленности.// Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции. Т.2. Тюмень: «Феликс», 2005. - С.157.

Научный руководитель: В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Самарского государственного технического университета.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС С УЧЁТОМ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИТОКОВ[4]

Е.Н. Осипчук, Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, В.М. Никитин
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Несмотря на значительные успехи в мониторинге и прогнозировании климата за последние десятилетия, надежные универсальные методики их применения в практике отсутствуют. Если температурный режим региона определяется из глобальных показателей будущего климата с учётом особенностей орографии региона, то приток воды в водохранилище дополнительно зависит о распределения осадков водосборной части

[4]Работа частично поддержана грантом РФФИ №14-47-04155

бассейна, влагозапасами почвы, заполненностью подземных емкостей и др.

На современном этапе при долгосрочном планировании балансов электроэнергии используются либо оценки по норме стока, либо экспертные, незначительно отличающиеся от нормы. Продолжительные маловодные и многоводные периоды существенно усложняют проведение таких оценок. В этой связи в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) длительное время разрабатывается подход к формированию надежных прогностических оценок водности водохранилищ и моделированию будущих режимов ГЭС на их основе.

Подход к долгосрочному прогнозированию водности

В ИСЭМ СО РАН разработана и развивается методология долгосрочного прогнозирования (ДП) природообусловленных факторов энергетики [1-3], включающая комплексные исследования по поиску пространственно-временных закономерностей и факторов, влияющих на приток, вероятностные и нейросетевые методы ДП.

Основу разработанной технологии ДП составляют следующие процедуры: 1) мониторинг отслеживания прогностических показателей с корректировкой их базы данных; 2) формирование агрегированных и прогностических показателей по различным параметрам или индексам; 3) формирование наиболее вероятного сценария ожидаемой водности водохранилища.

В настоящее время разработанные методики ДП существенно скорректированы через созданную технологию обработки ансамблей распределенных прогностических показателей состояния атмосферы на период до 9 месяцев, формируемых глобальной прогностической моделью CFS [4].

В качестве примера прогностического сценария полезного притока в озеро Байкал приведен график на рисунке 1.

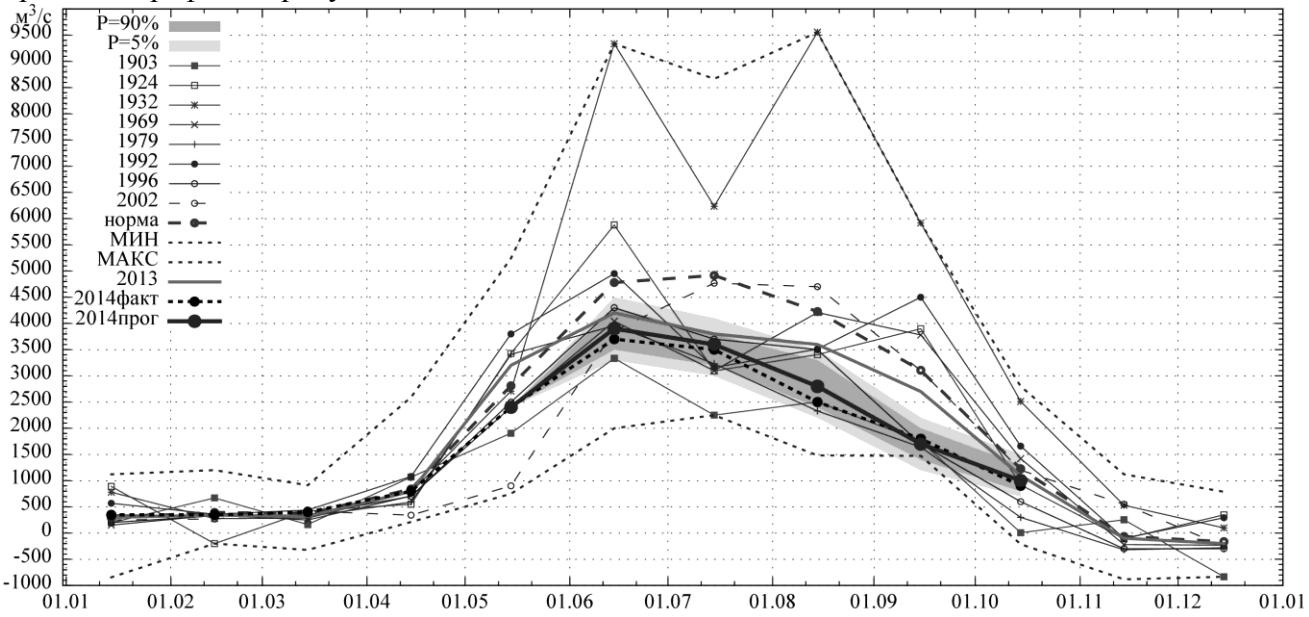


Рис.1. Пример прогностического сценария притока в оз. Байкал на 2014 г.

На графике показаны распределения водности разной вероятности для различных периодов времени, показатели норм для каждого месяца, показатели траектории предыдущего года (2013г.), показатели траекторий годов, выбранных по некоторым критериям и фактические показатели текущего года.

Основы моделирования режимов ГЭС на основе прогностических показателей

На основе сформированного прогностического сценария водности разработана процедура формирования функций распределения притока для каждого интервала времени (декад) и задания ограничений по суммарным показателям.

На рисунке 2 приведена схема моделирования режимов ГЭС на основе сформированных вероятностных показателей притока. Моделирование режимов

осуществляется через проведение множества расчетов по методу Монте-Карло с использованием генератора псевдослучайных чисел (ГСЧ) и оперативным решением двух задач: 1) выбор режима ГЭС при заданном притоке осуществляется строго по диспетчерскому графику; 2) на каждой итерации формируется и решается задача математического программирования (МП) по задаваемому критерию оптимизации и включению множества ограничений.

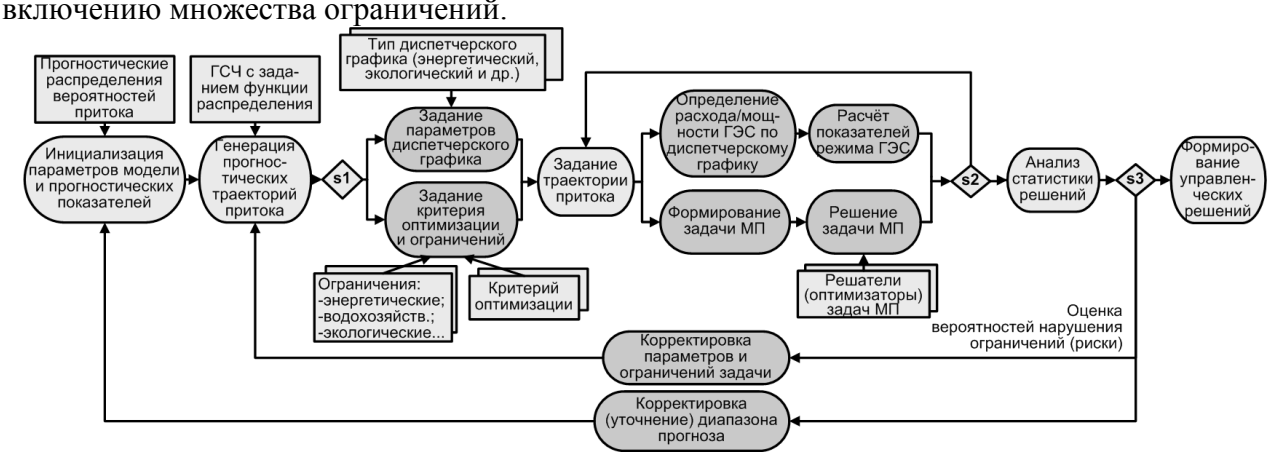


Рис.2. Схема моделирования режимов ГЭС (где s1 – выбор метода моделирования, s2 – проверка завершения цикла, s3 – проверка выходных показателей заданным требованиям)

Результатами моделирования (рис.3) являются прогностические распределения по выработке электроэнергии ГЭС (или расходам воды), на основе которых определяются показатели по уровням верхнего и нижнего бьефов, запасам воды в водохранилище, холостым водосбросам и др.

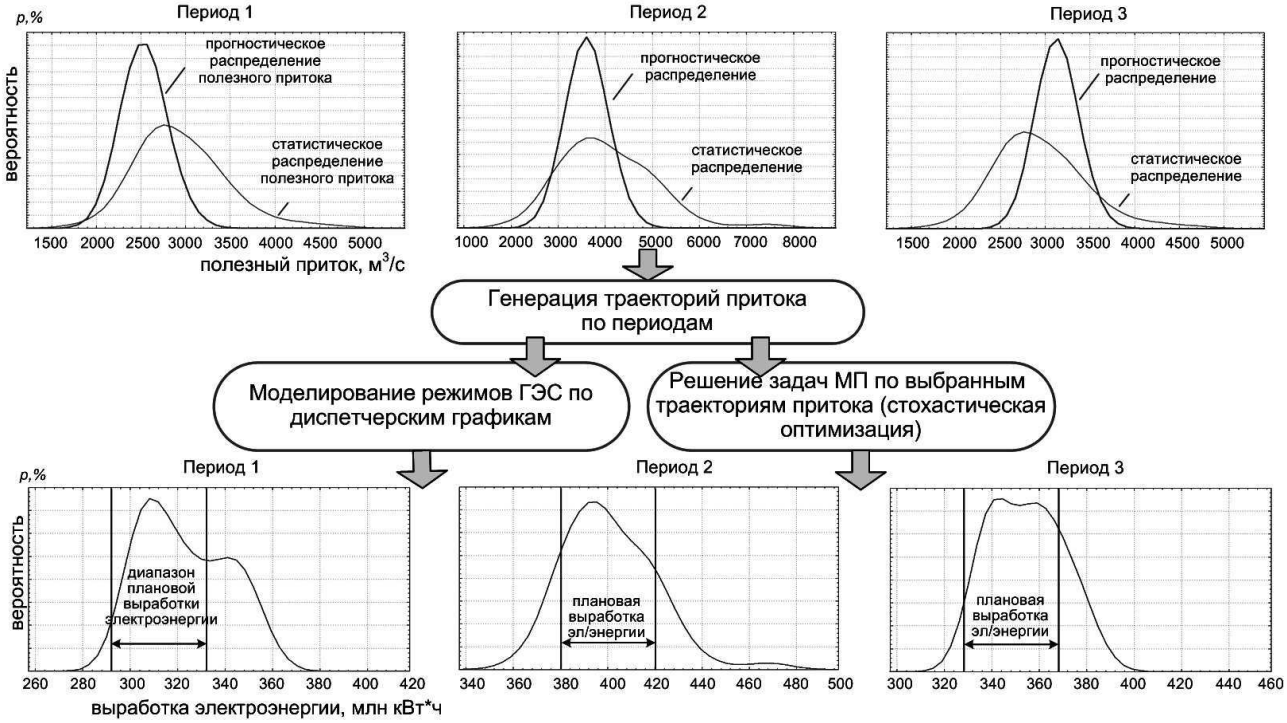


Рис.3. Входные и выходные распределения вероятностей показателей полезного притока и выработки электроэнергии ГЭС

На основе выходных прогностических распределений показателей выработки электроэнергии ГЭС предполагается принятие более обоснованных оценок по составлению долгосрочных балансов электроэнергии, а также оценке энергетических рисков.

Использование технологии метамоделирования

При управлении и планировании режимов ГЭС необходимо учитывать требования различных водопользователей (электроэнергетики, водного транспорта, рыбного, сельского, коммунального хозяйства и др.), экологические, водохозяйственные и другие ограничения. В

некоторых случаях часть из этих ограничений может быть нарушена для удовлетворения более значимых ограничений (например, экологии). Если задавать данные ограничения в виде отдельных моделей, то появляются проблемы их согласования.

Для комплексного исследования режимов ГЭС с использованием различных моделей (диспетчерских графиков, оптимизационных моделей), ограничений и прогностических данных (показателей притока, температур отопительного периода) разработана технология метамоделирования [5,6].

Метамодель рассматривается в виде краткого описания связей, отражающего общие фрагменты моделей режимов ГЭС, представленных на рисунке 4.

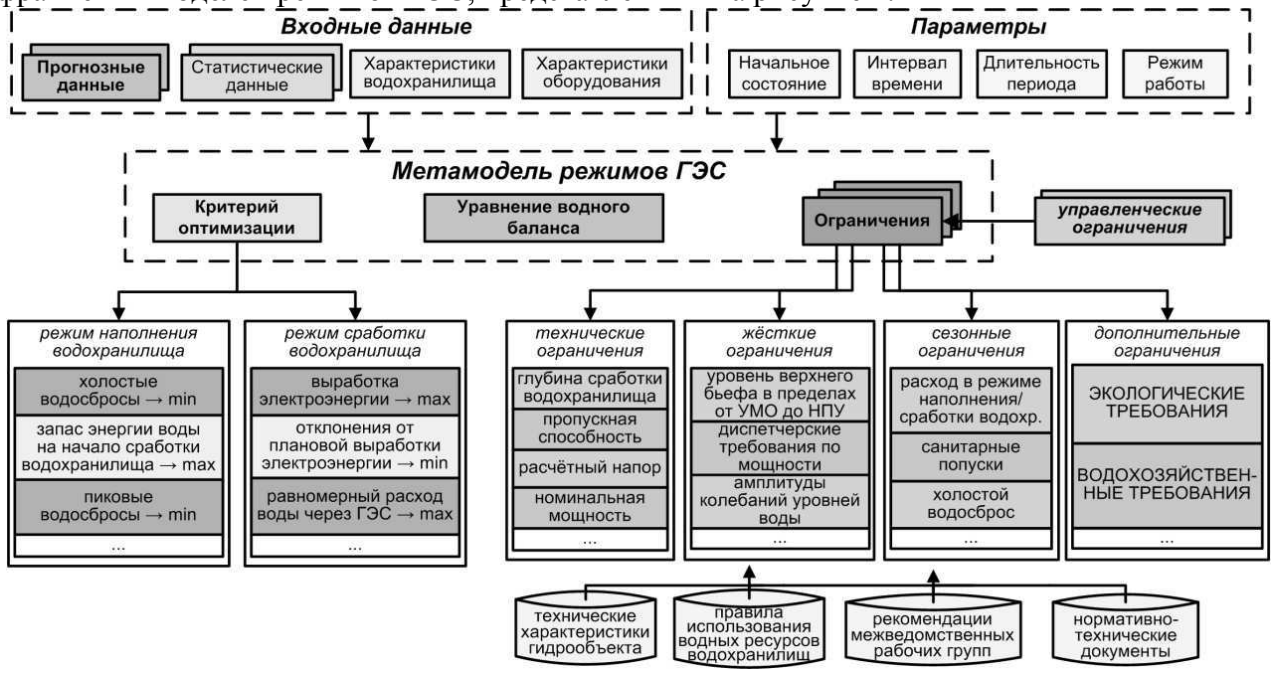


Рис.4. Метамодель режимов ГЭС и её составных частей

На основе метамодели автоматически формируется множество производных моделей с общим управлением, позволяющих проигрывать различные варианты функционирования ГЭС, задавая разные критерии оптимизации (максимум выработки электроэнергии ГЭС, минимум холостых водосбросов и др.), ограничения, интервалы времени (включая суточные и месячные режимы ГЭС) и вероятностные прогностические показатели притока воды в водохранилища.

В состав ограничений включаются: технические (характеристики ГЭС и водохранилищ), сезонные (повышенная выработка электроэнергии в зимний период и пониженная сработка водохранилищ в летний период, попуски на навигацию и др.), экологические (минимизация ущербов и рисков в случаях переполнения верхнего бьефа, подтопление нижнего бьефа, оголение водозаборов и др.), управленческие (задание требуемого режима), правила использования водных ресурсов (включая диспетчерские графики). Данные ограничения объединяются в группы с приоритетами, что позволяет находить компромиссные варианты при различных противоречиях.

Использование метамоделей позволяет согласовать как традиционные, так и новые подходы к управлению режимами ГЭС, учитывающие вероятностные прогностические показатели притока, что позволяет повысить качество принимаемых управленческих решений.

Перспективы использования подхода

В настоящее время невозможно сформировать один прогностический сценарий со 100% вероятностью (не считая сценарий на основе безусловных функций распределения для каждого месяца). Поэтому в ИСЭМ СО РАН разрабатывается новый подход, включающий три и более возможных сценариев с оперативным уточнением вероятностей их оправдываемости по текущему мониторингу климатических и гидрологических изменений,

который определяет: 1) наиболее вероятный с оценками приземных температур, осадков и водности по математическому ожиданию или медиане; 2) низкую водность при отбрасывании всех (или выбранных) случайных прогностических показателей выше нормы; 3) высокую водность при отбрасывании всех (или выбранных) случайных прогностических показателей ниже нормы.

По специальной эвристической процедуре предполагается формирование вероятностей оправдываемости каждого из рассмотренных вариантов. Такой подход вынуждает осуществлять постоянный мониторинг климатических изменений, уточнять итоговые прогностические показатели водности, сценарии и ожидаемые вероятности их оправдываемости. В дальнейшем предполагается разработать методику уточнения прикладных расчетов в управлении энергосистемами при принципиальном изменении наиболее вероятного прогностического сценария.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абасов Н.В., Бережных Т.В., Резников А.П. Долгосрочный прогноз природообусловленных факторов энергетики в информационно-прогностической системе ГИПСАР // Известия РАН, Энергетика, 2000, № 6, с. 22–30.

2. Абасов Н.В. Об уточнении вероятностных форм представления долгосрочных прогнозов // Тр. ВСО АВН "Пути решения водных проблем Прибайкалья и Забайкалья". Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2002, с.79-86.

3. Абасов Н.В., Бережных Т.В., Ветрова В.В. Долгосрочное прогнозирование гидроэнергетического потенциала каскада ГЭС в условиях изменения климата // Известия РАН, Энергетика, 2012, №1, С. 49-57.

4. Сервер данных климатических моделей CFS [электронный ресурс]: http://nomads.ncep.noaa.gov/pub/data/nccf/com/cfs.

5. Абасов Н.В, Осипчук Е.Н. Язык описания метамоделей задач математического программирования и его применение в гидроэнергетике // Вестник ИрГТУ, 2012. -№5(64). С.8-15.

6. Осипчук Е.Н., Абасов Н.В. Технология метамоделирования для исследования режимов ГЭС // Труды XVIII Байкальской Всероссийской конференции "Информационные и математические технологии в науке и управлении". Часть III. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. С. 274-280.

ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС В СЕТЬ 220 КВ И ПУТИ ИХ СНЯТИЯ

Е.В. Пяк, Е.В. Бутрин
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ

В данной статье приводится анализ ограничений выдачи мощности Красноярской ГЭС в сеть 220 кВ по условиям обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ и оборудования, сохранения динамической устойчивости генерирующего оборудования. Анализируется возможность задания формульной зависимости допустимой выдачи мощности Красноярской ГЭС от режимных параметров Центрального энергорайона, а также рассматривается эффективность создания противоаварийной автоматики, как одного из способа снятия ограничений выдачи установленной мощности.

Красноярская ГЭС на реке Енисей принята в промышленную эксплуатацию в 1972 году. Суммарная установленная мощность станции 6000 МВт (12 агрегатов по 500 МВт). Выдача мощности осуществляется через ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ, не имеющих между

собой автотрансформаторной связи. Схема выдачи мощности (СВМ) приведена на рис. 1.

Допустимая выдача мощности по условию обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ и оборудования

По результатам выполненных расчетов наиболее тяжелым нормативным возмущением с точки зрения обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ и оборудования в послеаварийных режимах является одновременное отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Дивногорская, расположенных в общем коридоре более чем на половине длины более короткой линии [1]. При данном возмущении максимально допустимый переток (МДП) в рассматриваемом сечении составляет от 1000 до 1250 МВт с учетом амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности.

Диапазон величины МДП обусловлен влиянием различных режимно-балансовых факторов, таких как: загрузка Красноярских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, потребление Центрального энергорайона, переток мощности по сети 500 кВ, температура наружного воздуха и др. С целью наиболее эффективного использования гидроресурсов Красноярской ГЭС в период паводка, ремонтной кампании, а также в аварийных ситуациях необходим учет фактических параметров электроэнергетического режима, оказывающих определяющее влияние на допустимую выдачу мощности станции.

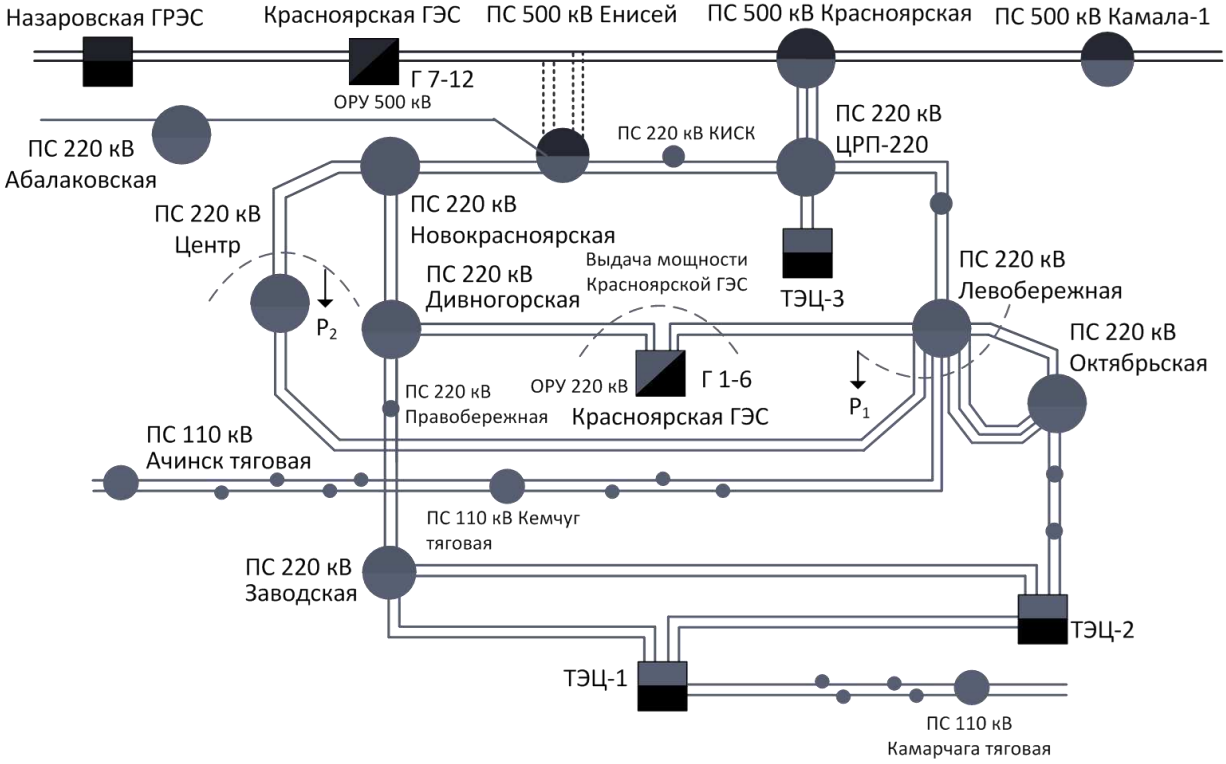


Рис. 1. Схема выдачи мощности Красноярской ГЭС

По результатам исследований выявлено, что в послеаварийном режиме с отключенными ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС – Дивногорская, допустимая выдача мощности по оставшимся в работе ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС – Левобережная ограничивается допустимой токовой нагрузкой ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 и определяется величиной отбора мощности от шин 220 кВ ПС Левобережная в сеть 110 кВ Центрального энергорайона (P_1 на рис. 1). Если принять в МВт величину допустимой мощности по ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 исходя из 100% токовой загрузки обоих цепей в 800 МВт (при $t \leq 25$ °С), то допустимый переток по рассматриваемому сечению в послеаварийном режиме (фактически по ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС – Левобережная) будет складываться из данного допустимого перетока (800 МВт) и величины отбора P_1 в послеаварийном режиме ($P_{1п/ав}$). Учитывая, что коэффициент перевода мощности в рассматриваемом сечении в послеаварийном режиме к мощности в исходной схеме равен 1, справедливо выражение $P_{сеч}=800+P_{1п/ав}-\Delta P_{нк}$.

Для анализа возможности задания зависимости величины МДП в рассматриваемом сечении от перетока P_1 в доаварийном режиме ($P_{1до/ав}$), проанализирована зависимость $P_{1до/ав}$ ($P_{1п/ав}$)и выявлено, что данная зависимость является линейной, способом линейной аппроксимации определено аналитическое выражение, связывающее $P_{1до/ав}$ и $P_{1п/ав}$:

$$P_{1до/ав} = 1{,}16 \cdot P_{1п/ав} + 118.$$

Таким образом, расчетное значение МДП в рассматриваемом сечении:

$$P_{МДП_сеч} = 800 + P_{1до/ав} - \Delta P_{нк},$$

$$P_{МДП_сеч} = 1{,}16 \cdot P_{1до/ав} + 863. \quad (1)$$

Построенный график функции $P_{сеч}(P_{1до/ав})$ по найденному аналитическому выражению приведен на рис. 2, в сравнение с расчетными значения $P_{сеч}(P_{1до/ав})$, полученными пошаговым утяжелением режима.

Из рис. 2 видно, что найденная функциональная зависимость $P_{сеч}(P_{1до/ав})$ справедлива для значений $P_{1до/ав} \leq 315$ МВт, при значениях $P_{1до/ав} \geq 315$ МВт ограничивающим фактором при рассматриваемом возмущении, связанным с отключении обоих цепей ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС – Дивногорская является допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Левобережная – Центр. Данный факт объясняется, тем, что значения $P_{1до/ав}$ свыше 315 МВт характерны для зимних режимов и связаны с сезонным ростом нагрузки в центре питании ПС 220 кВ Центр.

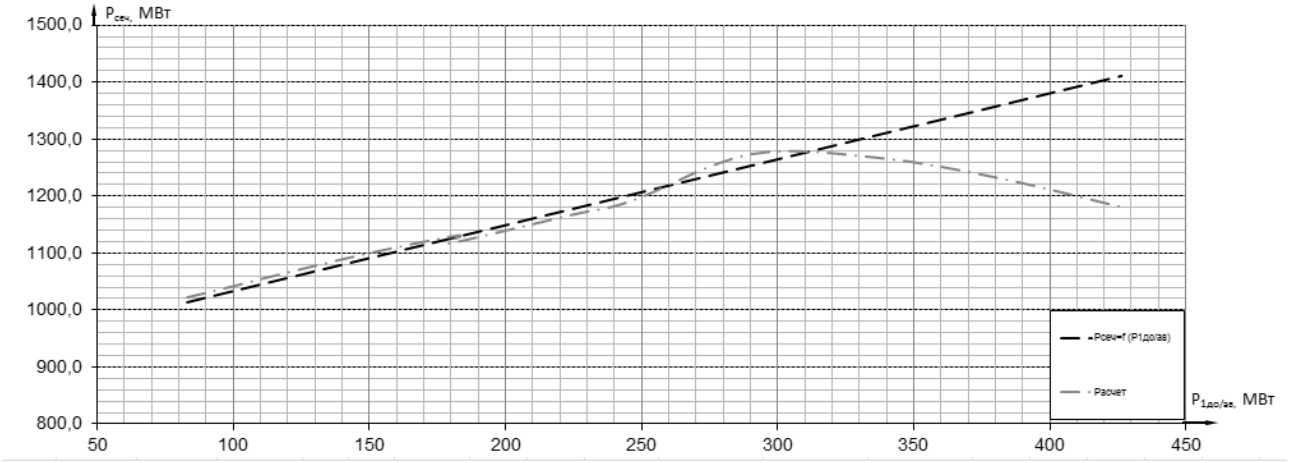


Рис. 2. Зависимость перетока $P_{сеч}$ ($P_{1до/ав}$)

Для учета роста нагрузки ПС 220 кВ Центр, аналогичным образом определена формульная зависимости величины МДП в рассматриваемом сечении от перетока P_{1+2} (рис. 1) в доаварийном режиме. Данная зависимость является линейной при значениях $P_{1+2до/ав} \geq 500$ МВт, способом линейной аппроксимации определено аналитическое выражение, связывающее допустимый переток в рассматриваемом сечении $P_{сеч}$ и $P_{1+2до/ав}$:

$$P_{МДП_сеч} = -0{,}53 \cdot P_{1+2до/ав} + 1490. \quad (2)$$

Найденная функциональная зависимость $P_{сеч}(P_{1+2до/ав})$ справедлива для значений $P_{1+2до/ав} \geq 500$ МВт, что соответствует значению $P_{1до/ав} \approx 315$ МВт.

Таким образом, получено аналитическое выражения, связывающее МДП в рассматриваемом сечении с режимными параметрами, оказывающими наибольшее влияние,

$$P_{МДП_сеч} = \min \begin{cases} 1{,}16 \cdot P_{1до/ав} + 863, & \text{при} P_{1до/ав} \leq 315 \\ -0{,}53 \cdot P_{1+2до/ав} + 1490, & \text{при} P_{1до/ав} > 315 \end{cases}.$$

Допустимая выдача мощности по условию сохранения динамической устойчивости

По результатам проведенных исследований (таблица 1) выявлено, что наиболее тяжелым нормативным возмущениями для нормальной схемы является возмущение группы III, связанное с отключением сетевого элемента действием УРОВ при трехфазном КЗ вблизи шин 220 кВ электростанции.

Из таблицы 1 видно, что при существующей выдержке УРОВ 0,3 с допустимая мощность станции по условию обеспечения динамической устойчивости при четырех

работающих генераторах сопоставима с значениями МДП, полученными по условию обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ и оборудования, а при трех работающих генераторах может являться ограничивающим фактором при определении МДП в рассматриваемом сечении.

Таблица 1. Допустимая нагрузка генераторов 1-6 Красноярской ГЭС по условию обеспечения динамической устойчивости

Схема	Кол-во генераторов	Допустимая нагрузка станции, МВт		Возмущение
		УРОВ t=0,3 с	УРОВ t=0,2 с	
Нормальная	6	1750	2100	КЗ (3) на ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС – Дивногорская I цепь с отказом выключателя и действии УРОВ на Красноярской ГЭС
	5	1460	1800	
	4	1270	1600	
	3	980	1250	
	2	670	860	

В качестве мероприятия по увеличению допустимой нагрузки станции по условию обеспечения динамической устойчивости рассмотрено снижение выдержки УРОВ до минимально возможной величины 0,2 с. Эффект от данного мероприятие составляет от 190 до 350 МВт, в зависимости от количества работающих генераторов. Снижение выдержки времени УРОВ позволит исключить факт ограничения допустимой выдачи мощности по условию обеспечения динамической устойчивости до создания системы ПА, позволяющей значительно увеличить МДП по условию обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ и оборудования.

Способы снятия ограничений выдачи установленной мощности

Замена провода на ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220

Допустимая токовая нагрузка по ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 ограничена номинальным током разъединителей 1000 А ПС 220 кВ Левобережная при t≤25 С, и проводом АСО-600 при t≥30 °С. Замена разъединителей на ПС 220 кВ Левобережная и провода ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 длиной 22 км на 2хАСО-600 с $I_{дд}^{+25\ °C}$=2100 А позволит увеличить МДП и АДП в сечении выдачи мощности Красноярской ГЭС в сеть 220 кВ. В таблице 2 приведены результаты расчетов МДП и АДП для нормальной схемы характерного летнего минимума нагрузок, показывающие эффект от замены провода ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 и оборудования на ПС 220 кВ Левобережная.

Таблица 2. Эффект от замены провода на ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220

Схема	МДП, МВт	ДП, МВт	Критерий определения МДП	Критерий определения АДП
Существующая	970	100	АДТН ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220	ДДТН ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220
Замена провода	1300	800	АДТН ВЛ 110 кВ Левобережная - Центр	ДДТН ВЛ 220 кВ Красноярская ГЭС - Дивногорская

Из таблицы 2 видно, что при замене провода на ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 эффект по увеличению МДП в сечении составляет до 330 МВт в существующей схеме без создания системы ПА, при этом токовая загрузка ВЛ 220 кВ Левобережная – ЦРП-220 составляет порядка 80 %, при дальнейшем увеличении выдачи мощности ограничивающим фактором становится допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Левобережная – Центр. Эффект увеличения АДП составляет до 700 МВт, что позволит значительно увеличить

выдаваемую мощность станции при создании системы ПА, т.к. наличие устройств АОПО фактически позволит увеличить МДП с ПА до значений близким к АДП.

Создание системы ПА

Для полного или частичного устранения определенных выше ограничений выдачи мощности Красноярской ГЭС необходимо создание системы ПА с организацией комплекса ПА, как на самой станции, так и на объектах 500-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС». В настоящий момент создание системы ПА обосновано в работе «Технико-экономическое обоснование создания системы противоаварийной автоматики Центрального узла энергосистемы Красноярского края в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ» (далее – ТЭО), выполненной по заказу ОАО «СО ЕЭС». В соответствии с ТЭО на Красноярской ГЭС предусматривается установка комплекса УВК АДВ с устройствами ФТКЗ, ФОЛ, АОПО. На ПС 220 кВ Левобережная, ПС 220 кВ Дивногорская, ПС 220 кВ Новокрасноярская, ПС 220 кВ Дивногорская планируется установка устройств АОПО ВЛ 220 кВ СВМ Красноярской ГЭС, а также на ВЛ 110 кВ Левобережная – Центр. В качестве управляющего воздействия АОПО ВЛ 220 кВ предусматривается реализация автоматической разгрузки станции (АРС) и отключение генераторов Красноярской ГЭС. Устройство ФТКЗ предназначено для фиксации тяжести КЗ и предотвращения нарушения динамической устойчивости генераторов.Создание системы ПА позволит снять имеющиеся ограничения выдачи мощности Красноярской ГЭС, обусловленные существованием недопустимого послеаварийного режима, и приведет к увеличению МДП с ПА до значений определяющих загрузку элементов схемы выдачи до длительно допустимых значений, т.е. до АДП (таблица 2). Дальнейшее полное снятие ограничений возможно только при сетевом строительстве или реконструкции ВЛ и оборудования схемы выдачи мощности.

ВЫВОДЫ:

1. Задача определения максимально допустимой выдачи мощности по условию обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ и оборудования для наиболее эффективного использования гидроресурсов в период паводка, а также в аварийных ситуациях может быть решена в виде задания МДП по сечению выдачи мощности как функции от ряда режимных параметров с достаточной для оперативного управления электроэнергетическим режимом точностью.
2. По результатам расчетов получено выражение, позволяющее определять максимально допустимую мощность в сечении «Выдача мощности Красноярской ГЭС» в зависимости от доаварийных режимных параметров.
3. В связи со значительной сложность поиска функциональных зависимостей и многообразием ремонтных схем, предлагается рассмотреть вопрос о целесообразности разработки программного комплекса на базе стандартных программ расчета установившихся режимов, позволяющего автоматически определять величину допустимой выдачи мощности по результатам оценивания состояния на основе текущих данных ОИК и поиска предельных режимов.
4. Для увеличения предельной выдачи мощности по условию обеспечения динамической устойчивости генераторов необходимо снижение выдержки времени УРОВ на ОРУ-220 кВ Красноярской ГЭС до 0,2 с.
5. Одним из наиболее эффективных способов снятия ограничений выдачи мощности Красноярской ГЭС в сеть 220 кВ является создание системы ПА, с установкой устройств ПА, как на самой Красноярской ГЭС, так и на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
2. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» – Стандарт организации. Утверждены приказом ОАО «СО ЕЭС» от 18.01.2013 № 10.

ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАСЧЁТОВ ЧАСТОТНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Б. Андранович, А.И. Курилкин, Е.В. Сорокин
ОАО «НТЦ ЕЭС»

Исследование электромеханических переходных процессов (ЭМПП) с учётом изменения частоты ($f_{ЭС}$) в электроэнергетических системах (ЭЭС), в составе которых присутствуют тепловые электростанции (ТЭС) с паровыми турбинами с противодавлением (ПТД), является весьма актуальной задачей для энергообъединений, работающих параллельно с крупными ЭЭС по слабым электрическим связям или изолированно от них. Одним из ярких примеров таких энергообъединений является Архангельская энергосистема, установленная мощность ПТД которой составляет приблизительно 20% от общей установленной мощности ЭЭС.

Применение на тепловых электростанциях паровых турбин типов «Р» (паровая стационарная турбина с противодавлением без регулируемого отбора пара), «ПР» (теплофикационная паровая стационарная турбина с противодавлением и производственным отбором пара) и «ТР» (теплофикационная паровая стационарная турбина с противодавлением и отопительным отбором пара) обладает своей спецификой. В связи с отсутствием у турбин указанного типа конденсаторов, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) исключительно с ПТД работают по графику тепловой нагрузки района, при этом выработанная электроэнергия (W_E) является побочным продуктом производства тепловой энергии (W_T). Таким образом, в период зимних отопительных нагрузок при относительно низких температурах наружного воздуха (ТНВ), ТЭЦ, оборудованная исключительно турбинами с противодавлением, может генерировать значительную электрическую мощность (P_E), обусловленную необходимостью выработки достаточно большого объёма W_T на производство или отопление. Однако, в режимах летних нагрузок при ТНВ более +10°С, P_E такой ТЭЦ может существенно снижаться в связи с малым потреблением тепловой энергии. Таким образом, установка на тепловой электростанции исключительно ПТД может быть экономически целесообразной только при наличии в энергорайоне достаточно мощных круглогодичных потребителей тепловой энергии при сравнительно небольшом потреблении электрической мощности.

В подавляющем большинстве случаев технологический цикл основных потребителей тепла ($C_{тепл}$), требует соизмеримого по величине потребления тепловой и электрической энергии (Q_T и Q_E). К таким потребителям могут относиться следующие промышленные предприятия:

- целлюлозно-бумажные комбинаты (ЦБК);
- металлургические заводы (МЗ);
- нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ);
- спиртзаводы.

Мощность указанных предприятий соизмерима с мощностью питающих ТЭЦ, поэтому, с целью поддержания параметров режима энергосистемы в допустимой области при сбросе тепловой нагрузки потребителем и, соответственно, мощности турбин с противодавлением, ПТД должны работать в электросети параллельно с конденсационными турбинами или турбинами с регулируемыми отборами пара (типы «К», «ПТ», «Т» и др.).

С точки зрения регулирования режима ЭЭС наиболее важным отличием паровых турбин (ПТ) типа «Р» от ПТ типов «К», «ПТ», «Т» и др. является то, что ПТД имеют всего два параметра управления: угловая скорость вращения ротора $\omega_{птд}$ и противодавление $p_{птд}$. Поддержание указанных параметров в допустимых диапазонах осуществляется регулятором частоты вращения ротора (РЧВ) и регулятором противодавления (РПД) соответственно.

Регулятор частоты вращения ротора ПТД предназначен для корректировки скорости вращения паровой турбины в режимах работы «вне сети» (пусковые режимы и режимы сброса нагрузки при выделении на собственные нужды) и выводится из работы после синхронизации генератора с ЭЭС. В режимах работы ПТ «в сети» управление турбиной осуществляется регулятором противодавления, принцип работы которого противоположен принципу работы регулятора давления пара «до себя» (РДС): в случае понижения (повышения) давления за турбиной регулятор противодавления будет воздействовать на открытие (закрытие) регулировочных клапанов турбины соответственно. Регуляторы электрической мощности ($P_{турб}$) на турбинах рассматриваемого типа отсутствуют, при этом, ввиду специфического назначения ПТД, РПД не оснащаются частотными корректорами (ЧК) и каналами блокировки данного регулятора по частоте. Таким образом, частота вращения при работе «в сети» определяется только частотой переменного тока в ЭЭС. [2]

С точки зрения качества протекания электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты, паровые турбины с противодавлением не оказывают положительного влияния на показатели качества рассматриваемого переходного явления, а иногда могут оказывать и негативное влияние. Из рассмотренных выше особенностей производства электроэнергии на ТЭЦ с ПТД видно, что паровые турбина типов «Р», «ТР» и «ПР» не принимают участия в первичном регулировании частоты (ПРЧ), т.е. в процессе ПРЧ мощность ПТД остается постоянной. Однако, в случае нарушения нормального функционирования производственных механизмов крупных предприятий, подключенных к устройствам автоматической частотной разгрузки (АЧР), недопустимое отклонение частоты в ЭЭС может сопровождаться нарушением технологических процессов фабрики с последующим сбросом нагрузки не только в электрической, но и тепловой сети (например, в результате останова производственного конвейера в результате срабатывания АЧР). Последнее обстоятельство может приводить к усугублению дефицита активной мощности энергорайона в результате действия РПД и срабатыванию технологических защит котлоагрегатов. Исследование сценариев развития подобных аварий в отечественных и зарубежных энергосистемах показывает, что время от момента срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) до полного сброса тепловой нагрузки крупных промышленных предприятий может составлять от 100 до 600 секунд. При этом снижение активной мощности паровых турбин типа «Р» в результате таких аварийных возмущений может превышать объём отключаемой тепловой нагрузки в 2-3 раза [3].

С целью анализа погрешностей расчёта ЭМПП с учётом изменения $f_{ЭС}$при использовании различных математических моделей ПТД было выполнено имитационное моделирование рассматриваемых переходных явлений на примере дефицитного энергорайона «ЭС-1» крупной энергосистемы «ЕЭС» (рис. 1). Моделирование проводилось с использованием программно-вычислительного комплекса (ПВК) Eurostag.

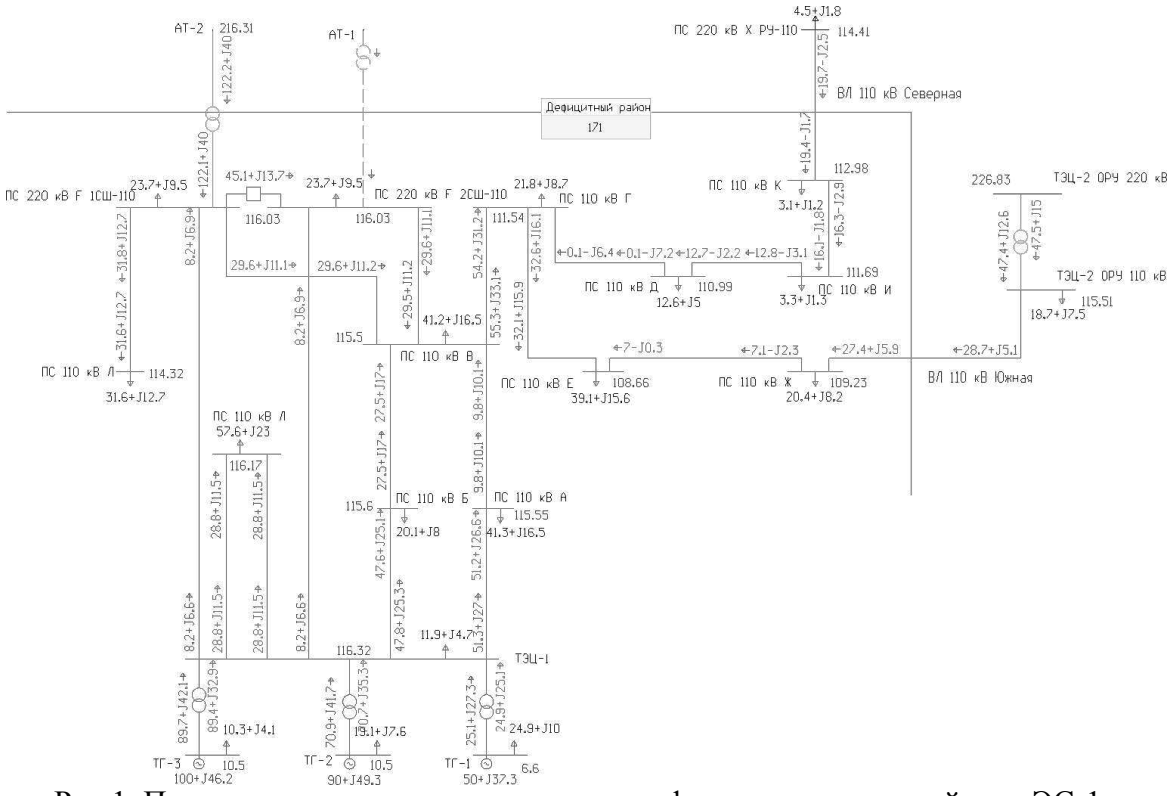


Рис.1. Параметры электрического режима дефицитного энергорайона «ЭС-1»

Из рисунка 1 видно, что параллельная работа «ЭС-1» с «ЕЭС» осуществляется по двум ЛЭП 110 кВ и двум автотрансформаторам связи 35/110/220 кВ. Потребление «ЭС-1» в режиме максимальных электрических нагрузок составляет 405 МВт. Единственной электростанцией в энергорайоне является теплоэлектроцентраль «ТЭЦ-1» номинальной мощностью 250 МВт, исходная загрузка которой, а также состав и типы турбинного и генерирующего оборудования, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Состав и характеристики турбинного и генерирующего оборудования ТЭЦ-1, принятого для проведения расчётов ЭМПП с учётом изменения $f_{ЭС}$

№ турбоагрегата	Тип турбины	Тип генератора	Исходная загрузка
			МВт
ТГ-1	Р-50-130/13-21	ТВФ-63-2	50
ТГ-2	К-100-90	ТВФ-100-2	90
ТГ-3	К-100-90	ТВФ-100-2	100

Турбинное и тепловое оборудование «ТЭЦ-1» в динамической модели представлено цифровыми моделями, разработанными ОАО «НТЦ ЕЭС». При проведении расчётов переходных процессов предполагалось, что механизмы собственных нужд «ТЭЦ-1» не оснащены частотно-независимыми приводами. Нагрузочные узлы энергосистемы были представлены комплексными нагрузками со следующим составом потребителей:

- доля асинхронных двигателей – 50% нагрузки узла;
- доля синхронных двигателей – 15% нагрузки узла;
- доля осветительной нагрузки и других потребителей нулевой группы зависимости от изменения частоты – 35% нагрузки узла.

Устройства противоаварийной автоматики «ЕЭС», а также технологические защиты электроэнергетического и теплового оборудования «ТЭЦ-1», учтены в разработанной динамической модели в виде макроблоков пользовательских автоматик. Изменение нагрузки теплосети после срабатывания устройств АЧР предполагалось достаточным для разгрузки паровой турбины типа Р-50-130 «ТЭЦ-1» на 28% от её номинальной мощности. Постоянная времени сброса нагрузкитепловой сети после срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) принималась равной 150 с.

При проведении расчётов частотных переходных процессов были рассмотрены следующие способы моделирования паровых турбин с противодавлением:

- ПТД представлены математическими моделями конденсационных турбин с подробным учётом тепловой части и главного регулятора давления пара (имитационная модель TURBOIL);
- выдача мощности ПТД при протекании ЭМПП с учётом изменения частоты остаётся постоянной (имитационная модель PCONST);
- выдача мощности ПТД определяется величиной противодавления турбины (имитационная модель TEPLOи TEPLO ').

Математическое моделирование конденсационных турбин ТГ-2 и ТГ-3 осуществлялось с использованием имитационной модели TURBOIL.

Осциллограммы электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты в рассматриваемом энергорайоне при различных способах моделирования паровых турбин с противодавлением приведены на рисунках 2 и 3.

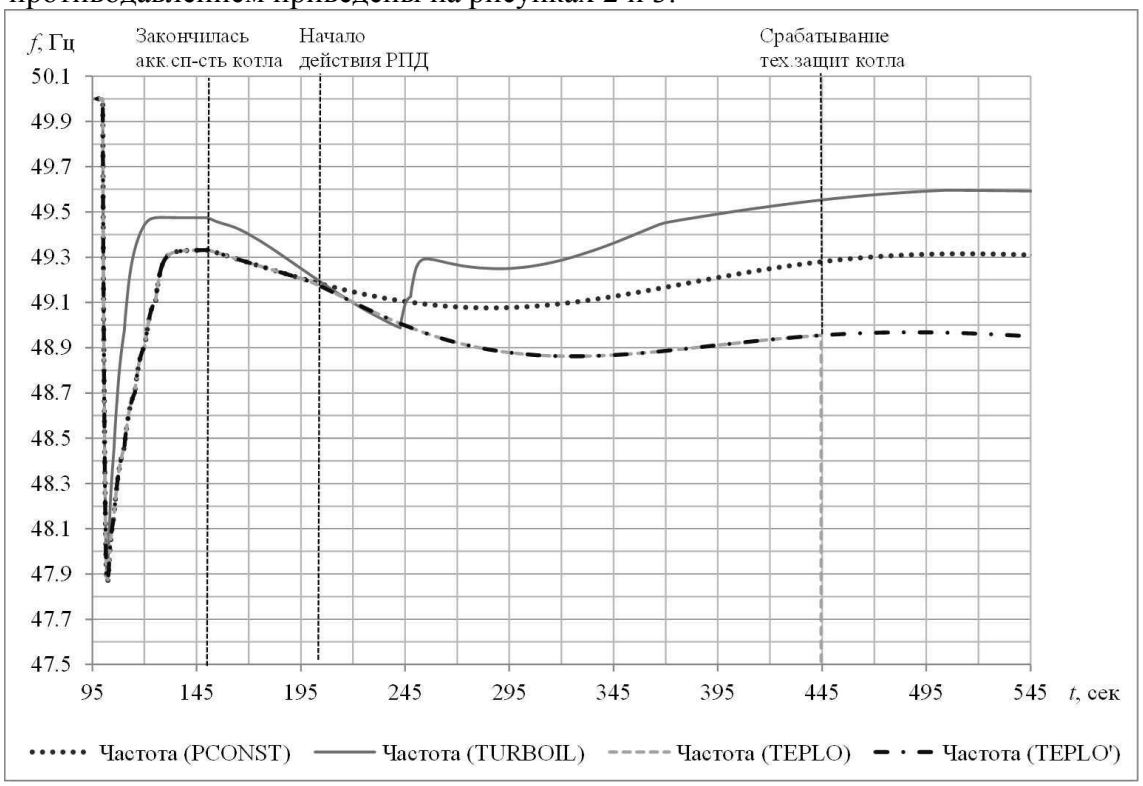


Рис.2. Сравнительные осциллограммы изменения частоты в дефицитной ЭС при её выделении на изолированную работу и различных способах математического моделирования паровых турбин с противодавлением

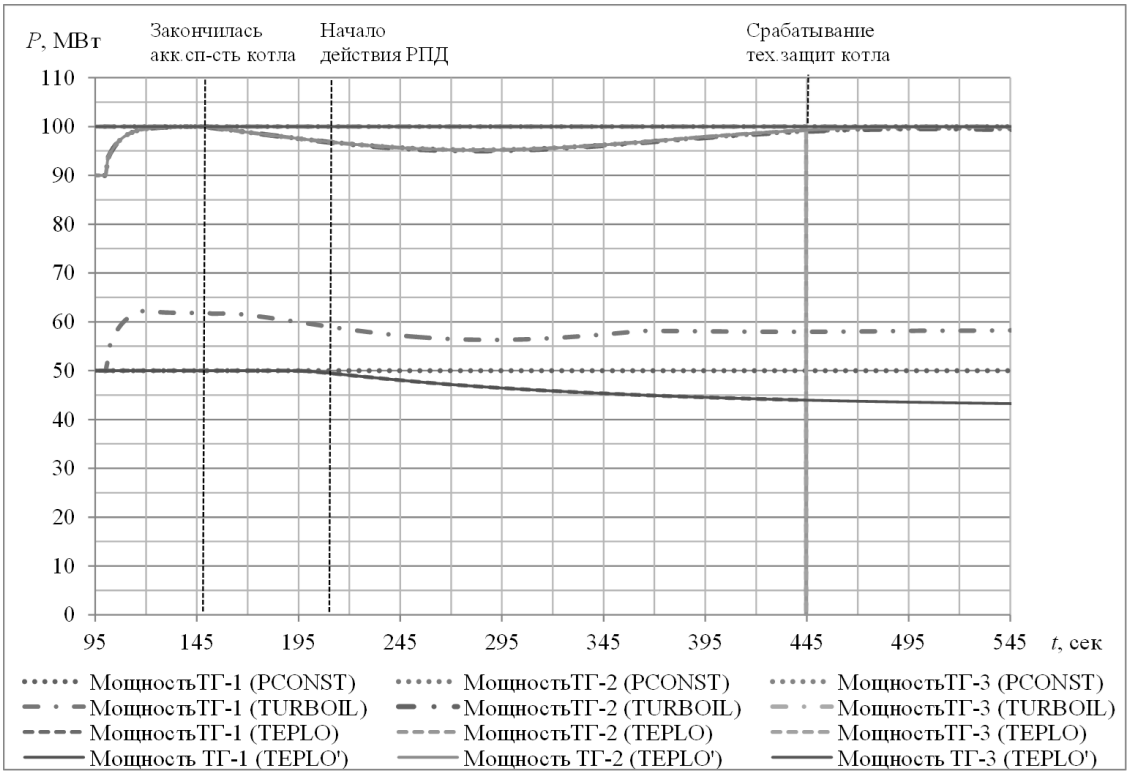


Рис.3. Сравнительные осциллограммы изменения активной мощности паровых турбин ТЭЦ дефицитной ЭС при её выделении на изолированную работу и различных способах математического моделирования паровых турбин с противодавлением

Развитие частотной аварии в «ЭС-1» проходило по следующему сценарию: в ремонтной схеме с участием АТ-1 ПС 220 кВ F происходит аварийное отключение АТ-2 ПС 220 кВ F. В результате наброса активной мощности на оставшиеся в работе ВЛ 110 кВ Северная и ВЛ 110 кВ Южная величиной более 120 МВт на указанных ЛЭП происходит недопустимое увеличение провеса проводов с последующим устойчивым многофазным перекрытием на деревья. Срабатывание релейных защит рассматриваемых присоединений приводит к выделению «ЭС-1» на изолированную работу с небалансом активной мощности 41% относительно потребления энергорайона в исходном режиме (момент времени 100 с).

После выделения «ЭС-1» на несинхронную работу с «ЕЭС» в «ЭС-1» происходит быстрое снижение частоты до величины 48 Гц, сопровождающееся срабатыванием 5 очередей АЧР-1 (отключение 101,5 МВт нагрузки), с последующим восстановлением $f_{ЭС}$до 49,3 Гц в результате срабатывания 5 очередей АЧР-2Н (отключение 10,5 МВт нагрузки). На момент окончания действия $T_{акк}$ (176,5 с) мощность ТГ-2 повысилась до 100 МВт, а мощности ТГ-1 и ТГ-3 остались равными 50 и 100 МВт соответственно.

После окончания действия аккумулирующей способности котлоагрегатов «ТЭЦ-1» происходит быстрое снижение давления острого пара конденсационных турбин, сопровождающееся понижением частоты переменного тока в энергосистеме. В процессе регулирования давления главным регулятором давления пара (ГРДП) на момент времени 445 с мощность КТ возвращается к установившемуся значению до окончания действия $T_{акк}$. Мощность паровых турбин с противодавлением в процессе ПРЧ остаётся неизменной до вступления в действие РПД (момент времени 228 с), вызванным нарушением технологического процесса предприятий «ЭС-1» в результате срабатывания устройств АЧР. Снижение мощности ПТД в процессе регулирования противодавления приводит к дальнейшему снижению $f_{ЭС}$, в результате чего происходит срабатывание технологических защит от упуска воды в барабане котлов «ТЭЦ-1» и полное погашение «ЭС-1» (момент времени 445 с). Указанному развитию аварийных процессов соответствуют результаты математического моделирования, полученные с использованием имитационной модели TEPLO.

Из полученных осциллограмм видно, что имитационное моделирование ПТД при помощи математических моделей PCONSTпозволяет воспроизводить корректное протекание ЭМПП с учетом изменения $f_{ЭС}$только до момента вступления в действие РПД в результате отключения потребителей $Q_{тепл}$. Анализ данных, представленных на рис. 2 и 3, показал, что пренебрежение влиянием указанных тепловых потребителей на протекание частотных переходных процессов может приводить к некорректным результатам расчётов ЭМПП в энергорайонах с ТЭС на интервалах времени более 100-150 с, а также неучёту действия технологических защит котлоагрегатов, которое может быть вызвано длительным снижением $f_{ЭС}$.

При моделировании паровой турбины ТГ-1 имитационной моделью TURBOIL участие ПТД в процессе ПРЧ сопровождается увеличением мощности ТГ-1 до номинальной мощности генератора. Восстановление $f_{ЭС}$ к моменту окончания действия $T_{акк}$ сопровождается срабатыванием 5 и 3 очередей АЧР-1 и АЧР-2Н соответственно и достигает установившегося значения 49,5 Гц. В результате снижения давления острого пара частота в «ЭС-1» достигает уставок срабатывания 4 и 5 очереди АЧР-2Н и восстанавливается на установившемся значении 49,6 Гц. Срабатывания технологических защит котла не наблюдается. Указанный сценарий развития аварии существенно отличается от реальных событий в «ЭС-1» на всех интервалах рассмотрения переходного процесса (оранжевая кривая на рис. 1), что говорит о недопустимости моделирования ПТД имитационными моделями конденсационных блоков.

Таким образом, по результатам проведённых исследований, возможно сделать следующие выводы:

1. Имитация поведения паровых турбин типов «Р», «ТР» или «ПР» при рассмотрении электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты математическими моделями конденсационных турбин приводит к получению некорректных результатов расчётов ЭМПП с учётом изменения fЭС.

2. Использование имитационной модели PCONST для моделирования поведения ПТД при протекании ЭМПП с учётом изменения частоты допустимо в следующих случаях:

- при условии отсутствия в энергорайоне крупных потребителей $Q_{тепл}$;
- при рассмотрении переходного процесса в энергорайонах с крупными потребителями тепла на интервалах времени до начала вступления в работу РПД ($\Delta t_{расч} \approx$ 3-7 мин.).

3. В случае необходимости анализа переходных явлений с учётом изменения $f_{ЭС}$ в дефицитных районах с крупными потребителями тепловой энергии в математических моделях паровых турбин типа «Р» или «РТ» необходим учёт математических моделей регуляторов противодавления и динамических моделей теплосети.

В заключение необходимо отметить, что при разработке динамических частотных моделей энергосистем турбинное оборудование электростанций в рассматриваемых моделях должно быть учтено не только с точки зрения используемого первичного энергоносителя (паровые, гидравлические, газовые и др. типы турбин), но и с точки зрения технологических особенностей производства электроэнергии каждым отдельным типом энергоблоков. В противном случае, математическое моделирование ЭМПП с учётом изменения частоты может приводить к получению результатов, применение которых на практике может приводить к возникновению аварийных ситуаций в ЭЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Межгосударственный стандарт «Турбины стационарные паровые. Термины и определения. ГОСТ 23269-78», 2005.

2. Булкин А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учеб. Пособие для вузов / А.Е. Булкин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 508 с

3. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

А.Ф.Михайленко, Е.А.Репина
ОАО «СО ЕЭС».

ОЭС Средней Волги располагается в Центральной части Единой Энергетической системы России и граничит с ОЭС Центра, ОЭС Урала, ОЭС Юга. Особенностью электроэнергетических режимов в этом энергообъединении является наличие значительных транзитных перетоков мощности через сети ОЭС Средней Волги, которые меняют своё направление в течение суток в зависимости от балансовой ситуации в соседних ОЭС. Контроль и управление электроэнергетическими режимами в системообразующей сети ОЭС Средней Волги осуществляется по семи контролируемым сечениям.

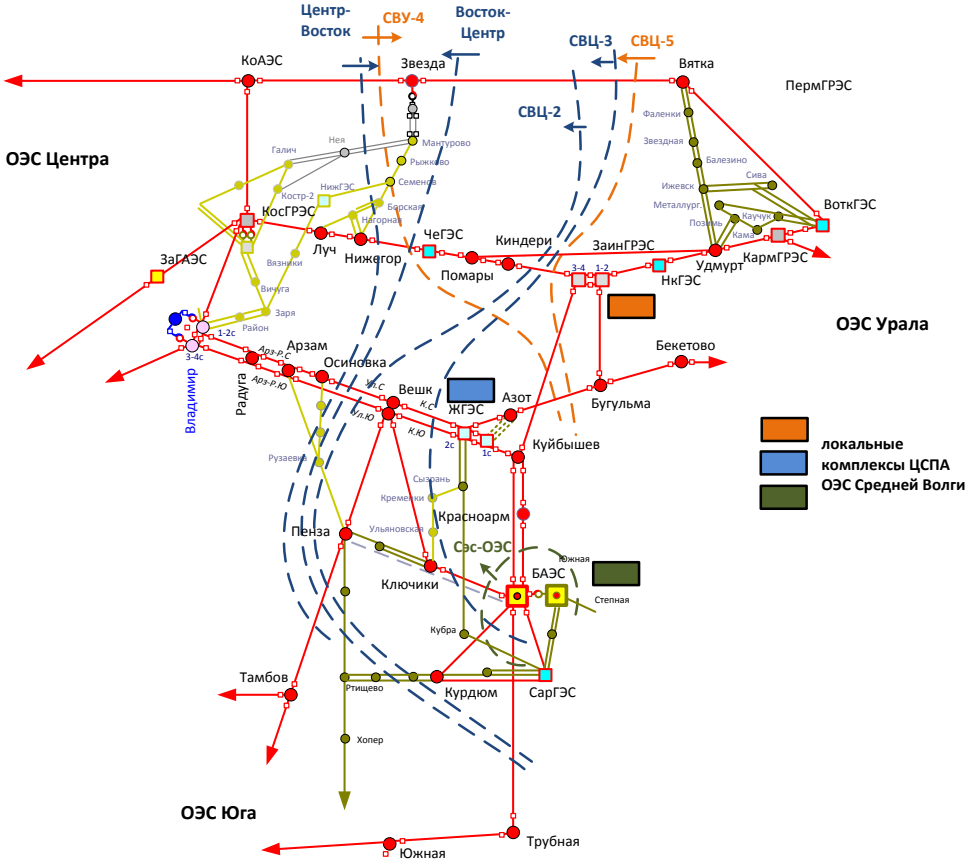


Рисунок 1. Контролируемые сечения системообразующей сети ОЭС Средней Волги

По мере развития системообразующей сети 500 кВ в ОЭС Средней Волги стояла задача сохранения устойчивости параллельной работы сети ОЭС Средней Волги и связей 500 кВ ОЭС Средней Волги и ОЭС Центра, ОЭС Урала и ОЭС Юга при аварийных отключениях ЛЭП 500 кВ и электросетевого оборудования (АТ, СШ) в нормальной и ремонтных схемах сети. При этом, токовые перегрузки электросетевого оборудования шунтирующей сети ликвидировались локальной автоматикой либо действиями диспетчерского персонала (вплоть до деления сети).

Наличие крупных электростанций и постоянный рост потребления электрической энергии ставят задачу передачи как можно большего объема мощности через существующие сети и ликвидации ограничений пропускной способности контролируемых сечений. Поэтому оперативное размыкание сети при возникновении перегрузок по току в шунтирующих связях крайне ослабляет текущую схему сети и может приводить к нежелательным набросам мощности на оставшиеся связи и дальнейшему каскадному отключению элементов сети. Кроме того, организациями, обслуживающими электросетевое

оборудование, нередко выдвигаются требования о недопущении даже кратковременной токовой перегрузки.

Таким образом, настройки комплексов ПА, выбранные по результатам расчетов электрических режимов только по условиям сохранения статической устойчивости энергосистемы и не учитывающие допустимую токовую нагрузку оборудования, не обеспечивают ввод режима в допустимую областьНеобходим учёт такого фактора, как температура наружного воздуха при определении величин МДП и при настройке комплексов ПА. Кроме этого, необходимо исследовать широкий спектр режимно-балансовых ситуаций, что значительно увеличивает необходимый объем выполняемых расчетов.

С другой стороны, до недавнего времени из-за невозможности выполнения огромного объема вычислений электрических режимов для всего спектра электроэнергетических балансовых ситуаций, величины максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях ОЭС Средней Волги выбирались как минимальные значения, полученные при расчете для наихудшего баланса с учетом ограничений по токовой нагрузке оборудования для температуры наружного воздуха +25 ^{o}C. А так как настройка комплексов ПА производится на основании результатов расчетов электрических режимов в контролируемых сечениях, то при прежней настройке комплексов ПА ОЭС Средней Волги при температуре наружного воздуха ниже +25 ^{o}C УВ реализовывались избыточно.

Так как большинство значений МДП в контролируемых сечениях ОЭС Средней Волги в нормальной и ремонтных схемах было выбрано по условиям недопущения токовых перегрузок электросетевого оборудования в послеаварийных режимах, то такой подход приводил к ограничению пропускной способности контролируемых сечений ОЭС Средней Волги при температурах ниже расчетной (+25 ^{o}C).

Таким образом, задача модернизации и усовершенствования настройки комплексов ПА в ОЭС Средней Волги состояла из двух глобальных подзадач:

1) Выбор величин МДП в контролируемых сечениях ОЭС Средней Волги с учётом температуры наружного воздуха;
2) Выбор структуры и настройки комплексов ПА ОЭС Средней Волги на основании полученных результатов расчетов электрических режимов с возможностью перестройки уставок ПА в зависимости от температуры наружного воздуха.

1. Методика выбора настройки комплексов ПА с учётом температуры наружного воздуха

Прежде чем преступить к настройке комплекса ПА, необходимо провести большой объем расчётов электрических режимов для различных балансовых ситуаций, характерных для исследуемой энергетической системы (ЭС) – режим зимнего максимума нагрузки, режим летнего минимума нагрузки, режим паводка и т.д. Расчеты электрических режимов осуществляются отдельно для каждой температуры наружного воздуха с шагом 5 ^{o} C(-5, 0, +5, +10, +15, +20, +25, +30, +35).При этом все ограничения по длительно допустимым токовым нагрузкам оборудования должны соответствовать расчётной температуре. Также следует моделировать срабатывание локальной автоматики, установленной в шунтирующей сети (АОПО и др.).

Следуя принципам определения максимально допустимых перетоков согласно Стандарту организации «ОАО СО ЕЭС» СТО 5901282.27.010.001-2013 от 18.01.2013 **«Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»** (далее «Стандарт…») необходимо провести расчеты электрических режимов для определения МДП в контролируемом сечении. Также задача расчётов электрических режимов на данном этапе – определить наиболее тяжелые нормативные отключения элементов сети, существенно снижающие пропускную способность контролируемого сечения.

Для определения величины МДП активной мощности в контролируемом сечении необходимо выполнить расчеты для каждого из критериев определения МДП, указанных в

п.6.1 «Стандарта…» для каждой расчётной температуры наружного воздуха, с учетом нормативных возмущений.

МДП ($t_{воздуха}$)=min	-**$P_{доп20\%}$** с коэффициентом запаса статической устойчивости в нормальной схеме не менее 0.2 -**$P_{допU15\%}$** с коэффициентом запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной схеме не менее 0.15 -**$P_{доп8\%}$** с коэффициентом запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах не менее 0.08 -**$P_{допU10\%}$** с коэффициентом запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах не менее 0.1 -**$P_{допдин}$** при отсутствии нарушения динамической устойчивости при нормативных возмущениях -**$P(t)_{допI}$** при отсутствии превышения длительно допустимых значений токовых нагрузок оборудования в нормальной схеме и в послеаварийных режимах

На основании полученных результатов расчетов для нормальной и ремонтных схем, можно приступить к выбору МДП и конфигурации автоматики, определению уставок КПР и величин УВ.

В случае, если критерием при определении величин МДП является критерий недопущения токовой перегрузки оборудования (**$P_{(t)допI}$**), необходимо производить выбор настройки автоматики для каждой расчётной температуры.

В качестве примера рассмотрим настройку комплекса ПА Жигулевской ГЭС с КПР сечения Восток-Центр для схемы ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная для температуры наружного воздуха +25 ^{o}С.

Состав сечения Восток – Центр (рисунок 1):

- ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка;
- ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская;
- ВЛ 500 кВ Вешкайма – Осиновка;
- ВЛ 500 кВ Вешкайма – Арзамасская;
- ВЛ 500 кВ Тамбовская – Пенза-2;
- ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная.

В течении суток перетоки мощности направлены и в сторону ОЭС Центра и в сторону ОЭС Урала. Сечение контролируется только при перетоках мощности в направлении ОЭС Центра.

Согласно «Стандарту…» проведены расчеты электрических режимов в сечении Восток – Центр для различных нормативных возмущений. Рассмотрим результаты расчёта для схемы ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная. Результаты расчетов электрических режимов для температуры наружного воздуха +25 ^{o} С по определяющим величину МДП критериям приведены в таблице 1:

- перетоки по критерию обеспечения 20% запаса статической устойчивости в нормальной схеме ($P_{пред}$*0,8-Рно);
- перетоки по критерию недопущения токовых перегрузок оборудования в нормальной схеме и в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях ($P_{сеч}$-Рно);
- перетоки по критерию обеспечения 8% запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме при нормативных возмущениях ($P_{доав8\%}$-Рно);

Рно – величина нерегулярных отклонений активной мощности в контролируемом сечении. В нашем случае равна 300 МВт.

Результаты расчетов по остальным критериям в таблице 1 не приведены, так как не являются определяющими и значительно выше величины перетока с 20% запасом по статической устойчивости.

Таблица 1. Результаты расчетов электрических режимов для определения МДП в сечении Восток – Центр для схемы ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная для температуры наружного воздуха +25 ^{o} С.

Исходный ре	Рпред	Рпред*0,8-Р	Послеаварийный режим	Перегружаемый элемент	Рсеч, МВт	Рсеч-Рно, МВ	Примечание	Рпред	Рпред*0,92	Рдоав8%-Рно
Доаварийна	6325,01	**4760,01**	ФОЛ: Пенза2-500 - Вешкайма	Пенза1-220 - Пенза2-220	4645,73	**4345,73**	провод	6328,17	5821,92	**5440,48**
			ФОЛ: ЧеГЭС500 - Нижегородская500	Осиновка500 - Вешкайма	5965,90	**5665,90**	провод	5537,05	5094,08	**4948,29**
			ФОЛ: Осиновка500 - Вешкайма	Арзамасская 500 (н) - Вешкайм	6377,51	**6077,51**		6023,65	5541,76	**5428,88**
			ФОЛ: Арзамасская 500 (н) - Вешкайма	Осиновка500 - Вешкайма	5321,24	**5021,24**	провод	6094,22	5606,68	**5446,00**
			ФОЛ: Тамбовская 1,2 сш 500 - Пенза2-500	Балашовская - Хопер220	3808,51	**3508,51**	провод	5943,81	5468,30	**5432,93**
			ФОЛ: Трубная - БАЭС500	Хопер - Ртищево	2723,45	**2423,45**	провод	5990,31	5511,09	**5376,75**
			ФОЛ: Радуга 500 - Арзамасская 500 (н)		Токовых пер	**ПРЕДЕЛ**		6317,08	5811,72	**5517,39**
			ФОЛ: Луч500 - Нижегородская500	Заречная220 - Нижегородская	5439,38	**5139,38**	АОПО ВЛ Заречная220 - Нижегор	6236,99	5738,03	**5458,78**
			ФОЛ: Радуга 500 - Арзамасская500		Токовых пер	**ПРЕДЕЛ**		6318,78	5813,28	**5519,15**
			ФОЛ: Арзамасская 500 (н) - Осиновка500		Токовых пер	**ПРЕДЕЛ**		6273,43	5771,56	**5495,13**
			ФОЛ: Вятка - Звезда	ЧеГЭС500 - Нижегородская500	5996,05	**5696,05**	провод	5673,17	5219,32	**5105,92**
			ФОЛ: Звезда - Костромская АЭС	Звезда 110 - Мантурово 110+Б	4435,68	**4135,68**	АОПО ВЛ Звезда 110 - Мантурово	6245,29	5745,67	**5516,40**
			ФОЛ: Радуга 500 - Владимирская 500	Смолино - Комплекс	6383,46	**6083,46**		6261,98	5761,02	**5467,08**
			ФОЛ: Костромская ГРЭС 500 - Луч500	Смолино - Комплекс	5180,07	**4880,07**		6221,30	5723,59	**5444,19**
		работа аопо	ФОЛ: Луч500 - Нижегородская500	Осиновка500 - Вешкайма	5967,09	**5667,09**	провод	5539,03	5095,91	**4950,96**
			ФОЛ: Звезда - Костромская АЭС	ЧеГЭС500 - Помары500	6022,13	**5722,13**	провод	5714,96	5257,76	**5134,78**

Расчёты осуществлялись отдельно для каждой температуры наружного воздуха (-5 , 0, +5, +10, +15, +20, +25, +30, +35), при этом в качестве допустимой токовой нагрузки элементов сети принималась соответствующая данной температуре величина. На основании результатов получены величины МДП для каждой расчётной температуры (таблица 2).

Таблица 2. МДП в сечении Восток – Центр в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная

Схема сети	**t,^{o} С**	**Максимально допустимый переток, МВт**		**Критерий определения МДП без ПА**	**Критерий определения МДП с ПА**
		МДП без ПА	**МДП с ПА**		
Ремонт ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная	-5 и ниже	4000	4000+Рув≤4800	ДДТН ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево при отключении ВЛ 500 кВ БАЭС - Трубная	20% запас по статической устойчивости
	0	3700	3700+Рув≤4800		
	+5	3500	3500+Рув≤4800		
	+10	3200	3200+Рув≤4700		
	+15	3000	3000+Рув≤4700		
	+20	2700	2700+Рув≤4700		
	+25 и выше	2400	2400+Рув≤4700		

Из таблицы 2 очевидно, что для схемы ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная для температуры наружного воздуха +25^{o} С и выше, определяющим является критерий обеспечения допустимой токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево после нормативного возмущения – отключения ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная. Таким образом, величина МДП в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная равна 2400 МВт.

Полученную величину МДП 2400 МВт в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная можно повысить за счёт реализации в комплексе ПА пусковых органов по факту аварийного отключения элементов сети и реализации УВ.

Выбор пусковых органов комплекса ПА.

Для нормальной и ремонтных схем в контролируемом сечении необходимо определить состав пусковых органов, т.е. набор сигналов об отключении элементов электрической сети, отключение которых снижает величину допустимого перетока мощности.

К доаварийному режиму, согласно критериям, приведённым выше, предъявляются следующие требования: обеспечение 20% запаса статической устойчивости ($P_{доп20\%}$), обеспечение 15% запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки ($P_{допU15\%}$), обеспечение отсутствия превышения длительно допустимых значений токовых нагрузок оборудования ($P(t)_{допIд/ав}$).

$$\mathbf{P_{доп(д/ав)} = \min \left| \begin{array}{l} P_{доп20\%} \\ P_{допU15\%} \\ P(t)_{допIд/ав} \end{array} \right|}$$

Помимо этого, необходимо обеспечить все требования и к послеаварийному режиму, создавшемуся в результате нормативных возмущений: обеспечение 8% запаса статической устойчивости ($P_{доп8\%}$), обеспечение 10% запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки ($P_{допU10\%}$), обеспечение отсутствия превышения допустимых значений токовых нагрузок оборудования ($P(t)_{допIп/ав}$), обеспечение отсутствия нарушения динамической устойчивости вследствие нормативных возмущений ($P_{допдин}$).

$$\mathbf{P_{доп(п/ав)} = \min \left| \begin{array}{l} P_{доп8\%} \\ P_{допU10\%} \\ P(t)_{допIп/ав} \\ P_{допдин} \end{array} \right|}$$

Для нормативных возмущений, следствием которых является выход значений параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и, соответственно, требуется дополнительное (относительно определенного по критериям нормального режима) ограничение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, для увеличения МДП возможно применение ПА.

Таким образом, на следующем этапе, на основании результатов расчётов электрических режимов необходимо определить перечень нормативных возмущений в нормальной и ремонтных схемах, при которых допустимые перетоки мощности в контролируемом сечении удовлетворяют неравенству:

$$\mathbf{\min \left| \begin{array}{l} P_{доп8\%} \\ P_{допU10\%} \\ P(t)_{допIп/ав} \\ P_{допдин} \end{array} \right| \leq \min \left| \begin{array}{l} P_{доп20\%} \\ P_{допU15\%} \\ P(t)_{допIд/ав} \end{array} \right|}$$

которые должны являться пусковыми органами устройств (комплексов) противоаварийной автоматики.

Состав пусковых органов следует выбирать для каждой расчётной температуры, поскольку определяющие величины допустимых перетоков активной мощности критерии послеаварийного режима могут изменяться (обеспечение допустимой токовой нагрузки при высоких температурах, обеспечение нормативного коэффициента запаса по статической

устойчивости при низких температурах). Таким образом, наличие в устройстве (комплексе) ПА конкретного пускоговоторгана будет определяться в том числе и расчетной температурой окружающего воздуха.

В нашем случае, в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная из таблицы 1 видно, что минимальная величина допустимого перетока в доаварийном режиме определяется величиной допустимого перетока с 20% запасом статической устойчивости и равна 4700 МВт. Аварийными отключениями, которые приводят к ограничению допустимого перетока по критерию допустимости токовой нагрузки элементов электрической сети относительно этой величины в послеаварийном режиме, являются:

1) отключение ВЛ 500 кВ Вешкайма – Пенза-2;

2) отключение ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная;

3) отключение ВЛ 500 кВ Тамбовская – Пенза-2.

Выбор управляющих воздействий.

Для того, чтобы выбрать вид и объем УВ для каждого пускового органа, необходимо оценить эффективность разгрузки контролируемого сечения до допустимых значений.

Объем разгрузки контролируемого сечения должен отвечать как нормальной схеме, так и всей совокупности ремонтных схем. Как правило, нормативное возмущение в ремонтных схемах требует больший объем разгрузки сечения, чем в нормальной схеме. Поэтому максимальный объем разгрузки сечения определяется для той ремонтной схемы, где нормативное возмущение приводит к наибольшей разнице между $P_{доп(д/ав)}$ и $P_{доп(п/ав)}$ с учетом эффективности их реализации.

$$\mathbf{\Delta Pразгр=(P_{доп(д/ав)} - P_{доп(п/а)}) \cdot Кэф,}$$

где Кэф – коэффициент эффективности реализации управляющих воздействий.

Моделируя на расчётной схеме при каждом аварийном возмущении действие ПА на определённый вид УВ, необходимо определить наиболее эффективные для разгрузки данного элемента управляющие воздействия. При настройке ПА в первую очередь следует использовать именно эти УВ.

Объем УВ делится по возможности равномерно между всеми ступенями КПР.

Из таблицы 1 видно, что допустимые перетоки при аварийных возмущениях, выбранных в качестве пусковых органов в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная для температуры наружного воздуха +25 ^{o} С определяются допустимой токовой загрузкой шунтирующих связей:

- при отключении ВЛ 500 кВ Пенза-2 – Вешкайма – допустимой токовой загрузкой ВЛ 220 кВ Пенза-1 – Пенза-2;

- при отключении ВЛ 500 кВ Тамбовская – Пенза-2 – допустимой токовой загрузкой ВЛ 220 кВ Балашовская – Хопер;

- при отключении ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная – допустимой токовой загрузкой ВЛ 220 кВ Хопер – Ртищево.

Для разгрузки вышеперечисленных шунтирующих связей наиболее эффективным является отключение генераторов Саратовской ГЭС и Жигулёвской ГЭС.

Зная количество генераторов на каждой электростанции, подключенных под действие комплекса ПА Жигулевской ГЭС, необходимо равномерно распределить объем УВ по ступеням КПР с учетом определённых ранее коэффициентов эффективности. Общий объем УВ с учетом коэффициента эффективности в нашем случае равен:

$$P_{ув}=P_{СарГЭС} \cdot K_{эфСарГЭС}+P_{ЖГЭС} \cdot K_{эфЖГЭС}=$$
$$=900 \text{ МВт} \cdot 1+1200 \text{ МВт} \cdot 0{,}5=1500 \text{ МВт},$$

где $P_{СарГЭС}$ – мощность генераторов Саратовской ГЭС, подключенных под действие ПА;

$P_{ЖГЭС}$ – мощность генераторов Жигулевской ГЭС, подключенных под действие ПА.

Определение ступеней КПР.

Уставки ступеней КПР выбираются для каждого пускового органа в нормальной и ремонтных схемах на основании полученных результатов расчётов электрических режимов.

В качестве первой ступени КПР следует принимать минимальный допустимый переток мощности по контролируемому сечению в послеаварийном режиме для каждого нормативного возмущения, определённый по следующим критериям:

$$P_{кпр(1ступень)} = \min \begin{vmatrix} P_{доп8\%} \\ P_{допU10\%} \\ P(t)_{допI} \end{vmatrix}$$

В случае, если допустимый переток мощности в контролируемом сечении в послеаварийном режиме определяется критерием недопущения токовой перегрузки оборудования, выбор уставок КПР следует проводить для каждой расчетной температуры.

Последняя ступень КПР ($P_{кпр(n)}$) определяется величиной допустимого перетока в доаварийном режиме:

$$\mathbf{Pкпр(n) = Pкпр(n-1)+Pув(n-1)\cdot Кэф \leq Pдоп(д/ав)}$$

Ступени КПР между первой и последней распределяются равномерно в соответствии с наращиванием объема УВ.

В нашем случае для определённых ранее пусковых органов (отключение ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная, ВЛ 500 кВ Тамбовская – Пенза-2, ВЛ 500 кВ Вешкайма – Пенза-2) первой ступени КПР соответствует величина допустимого перетока активной мощности по критерию недопущения токовой перегрузки оборудования при нормативных возмущениях (из таблицы 1):

- при отключении ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная первая ступень КПР равна 2400 МВт;
- при отключении ВЛ 500 кВ Тамбовская – Пенза-2 первая ступень КПР равна 3500 МВт;
- при отключении ВЛ 500 кВ Вешкайма – Пенза-2 первая ступень КПР равна 4300 МВт.

Последняя ступень КПР определяется объемом УВ (с учетом коэффициента эффективности) и величиной допустимого перетока в доаварийном режиме (в нашем случае это $P_{доп20\%}$):

$$\mathbf{Pкпр(последняя\ ступень) = Pкпр(1ступень)+Pув \leq Pдоп20\%}$$

Для ФОЛ ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Трубная:

Pкпр(последняя ступень) = 2400+1500=3900 МВт ≤ 4700 МВт

Для ФОЛ ВЛ 500 кВ Тамбовская – Пенза-2:

Pкпр(последняя ступень) = 3500+1500=5000 МВт, но так как не более **Pдоп20%,** то принимаем 4700 МВт.

Для ФОЛ ВЛ 500 кВ Вешкайма – Пенза-2:

Pкпр(последняя ступень) = 4300+1500=5800 МВт, но так как не более **Pдоп20%,** то принимаем 4700 МВт.

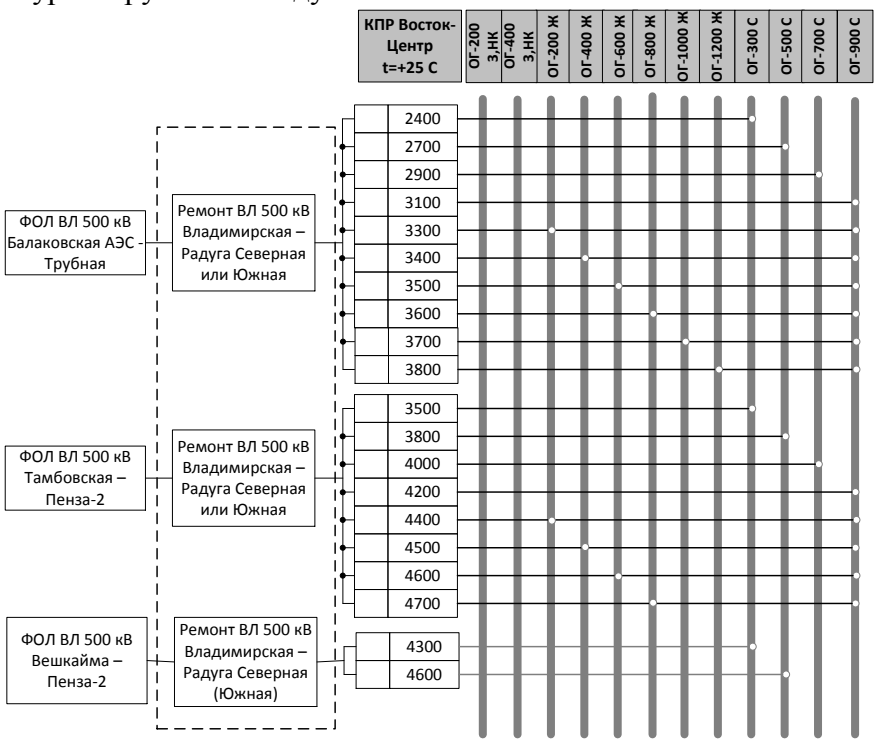
Формирование функциональной схемы ПА.

Учитывая вышеизложенное, для каждого пускового органа для нормальной и ремонтных схем сети формируется отдельная цепочка автоматики разгрузки с выбором уставок КПР и объема противоаварийного управления от каждой ступени. Пример функциональной схемы приведён ниже.

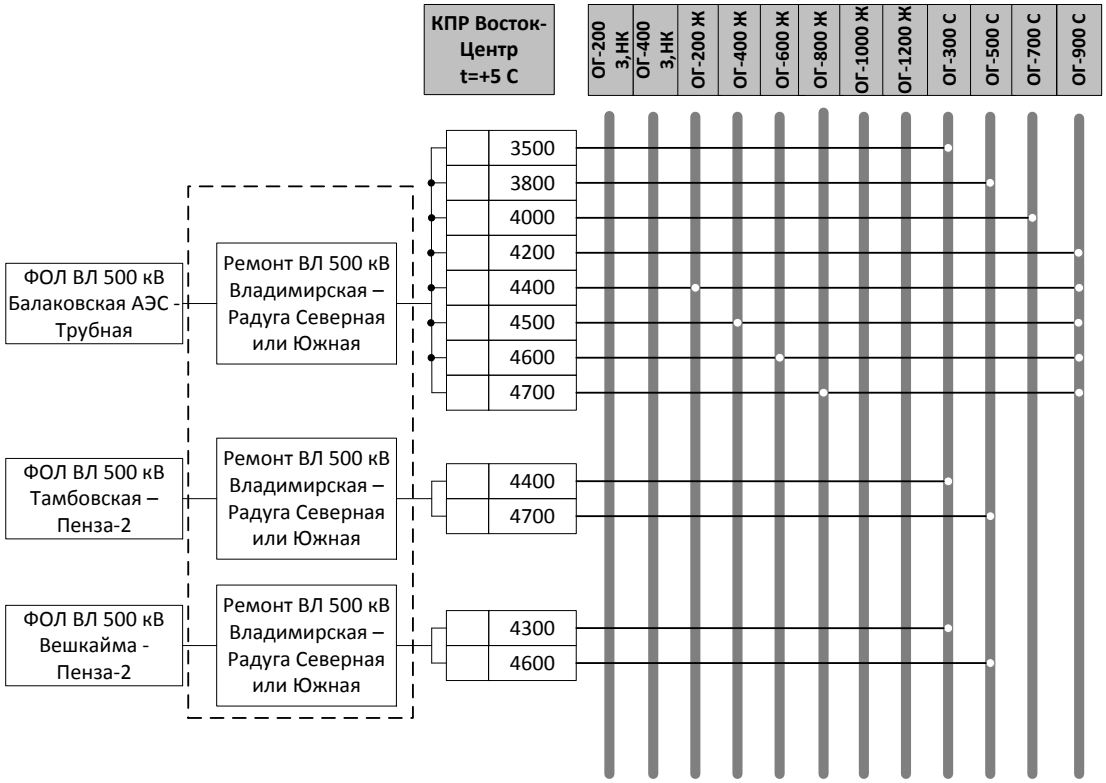
В случае выявления зависимости от температуры такие функциональные схемы ПА формируются для каждой расчетной температуры с шагом в 5^{o} С.

Настройка автоматики для схемы ремонта ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная имеет следующий вид:

- для температуры наружного воздуха **+25 ^{o} С**



- для температуры наружного воздуха **- 5 ^{o} С**



При сравнении первых ступеней КПР для разных температур можно видеть, что разница достигает 1100 МВт. Таким образом, не учёт температурного фактора, т.е. настройка автоматики на худшие условия без возможности перестройки уставок в зависимости от

температуры наружного воздуха, приводит к действию на избыточный объем УВ при низких температурах.

Заключение

В настоящее время специалистами службы электрических режимов ОАО «СО ЕЭС» помимо модернизации настройки комплексов ПА ОЭС Средней Волги (перестройка КПР для различных температур, заведение новых пусковых органов и УВ), проведена работа по определению МДП для всего спектра расчетных температур наружного воздуха для всех контролируемых в ЕЭС России сечений. Это дало возможность значительно расширить диапазон допустимых перетоков и снять проблемы запирания мощности в «узких местах» электрической сети при планировании электроэнергетических режимов, а также при оперативном управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

В рамках работы по модернизации комплексов ПА ОЭС Средней Волги была проведена работа по включению в перечень контролируемых параметров электроэнергетического режима верхнего уровня ЦСПА токовой нагрузки элементов сети 500-110 кВ ОЭС Средней Волги с учетом температуры наружного воздуха. Теперь выбор и расчет управляющих воздействий на верхнем уровне ЦСПА будет проводиться исходя из условий сохранения статической устойчивости системы, а также недопущения или ликвидации токовых перегрузок оборудования вследствие различных аварийных возмущений. В части модернизации комплексов ПА Жигулевской ГЭС, Заинской ГРЭС, Балаковской АЭС была проведена перестройка уставок устройств КПР всех контролируемых сечений на основании расчетов для всего расчетного диапазона температуры окружающей среды. Это дало возможность работы комплексов ПА согласно соответствующей температуре окружающей среды, ликвидировать возможные случаи ограничения пропускной способности контролируемых сечений и, как следствие, значительно повысить величину МДП во всех контролируемых сечениях в периоды пониженных температур наружного воздуха.

Новые значения МДП с учётом температуры наружного воздуха, настройки комплексов ПА в составе ЦСПА ОЭС Средней Волги введены в действие в январе 2014 года.

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЭС

Е.А. Саликова, И.Д. Кудинов
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, энергетический факультет, кафедра ЭСиЭЭС

В настоящее время и в обозримом будущем надежность и живучесть всей отечественной электроэнергетики будет обеспечиваться в большой степени с помощью систем автоматического противоаварийного управления (АПАУ).

Ситуация обостряется тем, что оборудование в электроэнергетический системах России перешагнуло порог 40-ка лет эксплуатации, износ системы достигает 50%, что становится причиной увеличения числа аварий, и как следствие, ставит под угрозу стабильность энергообеспечения потребителей. Учитывая, что с каждым годом происходит рост потребления электроэнергии, а перевооружение электроэнергетических сетей в России идет замедленным темпом, возникает необходимость в повышении способности передавать по существующим линиям бОльшие мощности, сохраняя при этом устойчивость системы. Всё это служит основанием для новых разработок в области совершенствования управления режимами с целью решения существующих проблем.

Одним из важных направлений повышения эффективности ПАУ ЭЭС является привлечение новых устройств: высокоскоростных преобразовательных и исполнительных элементов технологии FACTS (FlexibleAlternativeCurrentTransmissionSystem) и причисляемых к ним отечественных устройств. Устройства FACTS являются активным электротехническим сетевым оборудованием, благодаря использованию силовой электроники, способным плавно, своевременно изменять параметры режима и сети с целью улучшения режимов сразу по нескольким критериям: пропускная способность, по некоторым оценкам, на 20% [3] без уменьшения статической устойчивости, снижение уровня технологических потерь на 40%, [3] перераспределение потоков мощности, качество электрической энергии.

Основными устройствами технологии FACTS является:

СТАТКОМ- статический синхронный компенсатор;

УУПК- управляемое устройство продольной компенсации;

ОРПМ- объединенный регулятор потоков мощности;

ФПУ- фазоповоротное устройство;

Отечественные специалисты причисляют к ним следующие устройства: УШР- управляемый шунтирующий реактор, СТК- статически тиристорный компенсатор, ППТ и ВПТ - передачи и вставки постоянного тока, асинхронизированные генераторы и компенсаторы, НЭ- накопители энергии.

Перечисленные устройства FACTS изначально были разработаны за рубежом и были ориентированы на управление нормальными режимами. Сегодня актуальна задача привлечения устройств FACTS для управления аварийными режимами.

В данной работе анализируются возможности новых устройств для целей АПАУ.

Для анализа целесообразно выделить девять проблем, которыми занимается АПАУ:

1. Быстрое и многократное увеличение тока в элементах ЭЭС.
2. Опасность нарушения динамической устойчивости
3. Опасность нарушения статической устойчивости
4. Возникновение асинхронного режима
5. Опасное снижение частоты
6. Опасное повышение частоты
7. Опасное снижение напряжения
8. Опасное повышение напряжения
9. Перегрузка оборудования по условиям нагрева

Полезно понимать, что задачи АПАУ решаются путем устранения, перечисленных ниже, причин возникновения соответствующих проблем:

- Многократного уменьшения сопротивления в цепи протекания тока
- Появления избытка активной мощности на валу одного из генераторов, $P_т > P$
- Появления дефицита активной мощности на валу одного из генераторов, $P_т < P$
- Недопустимой перегрузки связей по активной мощности $P_{i-j} > P_{пр}$
- Уменьшения пропускной способности связей: уменьшение $P_{пр}$
- Нарушения СУ или ДУ
- Появления общесистемного дефицита активной мощности $\sum P_г < \sum P_п$
- Появления общесистемного избытка активной мощности $\sum P_г > \sum P_п$
- Появления местного дефицита реактивной мощности $\sum Q_г < \sum Q_п$
- Появления местного избытка реактивной мощности $\sum Q_г > \sum Q_п$
- Недопустимого увеличение тока по связям.

В свою очередь, названные причины устраняются за счет воздействия на:

а) параметры режима ЭЭС;

б) схему сети;

в) состав оборудования.

Это сводится к изменению:

- активных мощностей: $P_г$ - генераторов, $P_н$ -нагрузок, P_{i-j} -перетоков;
- реактивных мощностей: $Q_г$ –генераторов, $Q_н$ - нагрузок, Q_{i-j} - перетоков;
- X_{i-j} - сопротивлений элементов сети;
- δ_{i-j} - углов между векторами напряжений в разных узлах (фазовых углов).

Обозначим потенциал применения новых устройств для АПАУ:

СТАТКОМ – управляемый преобразователь напряжения на основе силовых транзисторов, обеспечивает 100%-е генерирование или потребление Q (решает проблемы 7,8). Изменяет δ_{i-j}(решение проблем 3,9,2).При наличии в звене постоянного тока накопительного устройства способен регулировать P_{i-j}(решение проблем 3,9).

АСК- представляет собой электромашинный аналог СТАТКОМа. Изменяет ± 100% Q, δ_{i-j} тем самым решает проблемы 7,8 и 3,9,2. Возможна работа с переменной частотой вращения и маховиком на валу. Это позволит привлекать АСК для управления ДУ, а так же асинхронными режимами(2,4).

УУПК - изменяет сопротивление передачи X_{i-j}, за счет чего решаются проблемы 3и 9.

ОРПМ - объединенный регулятор потоков мощности. Выполнен на базе 2-х СТАТКОМов с продольно-поперечным включением. Изменяет перетоки P_{i-j} разрешение проблем 3,9 и δ_{i-j}(проблемы 3,9,2).

ФПУ- представляют собой последовательно включенные СТАТКОМы. Изменяет угол передачи δ_{i-j} и соответственно передаваемую по линии мощность P_{i-j}, благодаря этому можно решить проблемы 3,9 и 2.

ВПТ и ППТ- традиционные преобразователи вида тока. Данные устройства, благодаря практически безынерционному управлению перетоками P_{i-j}, могут успешно привлекаться к противоаварийному управлению, в частности для решения проблем 3,9. В настоящее время планируется с помощью ВПТ и ППТ обеспечить возможность устойчивой и надежной работы объединенных энергосистем Сибири и Востока.

Использование накопителей электрической энергии для АПАУ имеет большие перспективы, связанные со следующими возможностями: изменение мощности P_{i-j} по сечению (решение проблема 3,9), повышение пределов СУ в сочетании с устройствами FACTS (проблема 3), ликвидация небалансов активной мощности $\sum P_г \neq \sum P_п$ (решение проблем 5,6), демпфирование качаний генераторов , устраняет опасность нарушения динамической устойчивости(проблема 2).

ВЫВОД: выполненный анализ подтверждает большие перспективы повышения эффективности противоаварийного управления, за счет привлечения новых устройств FACTS и причисляемых к ним элементов. Благодаря использованию силовой и микропроцессорной техники, устройства способны воздействовать на происходящие в электроэнергетических системах процессы в режиме on-line, что позволяет своевременно и эффективно воздействовать на причины возникновения аварийных ситуаций, тем самым повысить эффективность АПАУ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем.Москва: Издательский дом МЭИ, 2009г.476с.

2. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России // (СТО 56947007-29.240.019-2009). – ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – Москва. –с. 4-24.

3.Губанов А.Устройства FACTS – тяжелая артиллерия для умных сетей\Energyland.info.2011г.2с.

4. . Ситников В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами ЭЭС на основе элементов гибких электропередач(FACTS): автореф. на соиск. учен. степ. д-ра тех.наук\ГОУ ВПО Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. г. Иваново,2009. 34с.

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ МЕТОДОМ СЕЗОННОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ

П.В.Валь, А.Е. Воевода, А.А. Думаницкая
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

В настоящее время организация качественного краткосрочного прогнозирования почасового электропотребления является необходимым условием эффективной работы организаций и предприятий, работающих на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Как правило, решение данной задачи достигается за счет построение математической модели объекта прогнозирования, при этом используется один из двух возможных подходов. Первый подход основан на использовании методов временных рядов, когда прогнозирование осуществляется на основе информации лишь о прошлых значениях электропотребления. В основе второго подхода лежит использование каузальных (причинных) методов, согласно которым прогнозирование осуществляется на основе информации о факторах, влияющих на величину электропотребления [1].

Основной недостаток методов временных рядов заключается в их идейном содержании – прогноз осуществляется по собственной предыстории показателя без вскрытия причин развития. Описание тенденции изменения только с помощью функции времени означает, что время – единственная причина изменения электропотребления. На самом же деле развитие того или иного явления определяется множеством внутренних и внешних причин и фактор времени аккумулирует их влияние, поэтому модель прогнозирования не вскрывает причин изменения, а носит чисто описательный характер [2]. Каузальные методы прогнозирования лишены данного недостатка и, как правило, позволяют получать более качественные прогнозы, однако далеко не всегда прогнозист обладает достаточным количеством необходимой информации. В такой ситуации единственно возможным вариантом остается использование методов временных рядов.

В настоящей работе с целью краткосрочного прогнозирования электропотребления предприятия горной промышленности рассмотрено использование одного из методов временных рядов – метода сезонной декомпозиции. Выбор в пользу данного метода обусловлен его относительной простой в использовании, так как метод не требует глубоких познаний в области теории прогнозирования и может быть реализован без привлечения специализированного программного обеспечения. Тем не менее в настоящей работе все вычислительные операции и графические построения были произведены в свободной статистической середе R [3], хотя могло быть использовано более традиционное программное обеспечение, например, MSOfficeExcel, MATLAB или практически любой язык программирования общего назначения.

Объектом прогнозирования выступала электроэнергетическая система предприятия горной промышленности [1]. Для настройки модели прогнозирования использовались 45 суток предыстории: на рисунке 1 представлен график временного ряда электропотребления объекта прогнозирования с 1 июня по 15 июля 2008 г. Для оценки качества прогнозирования использовались сутки, следующие за приведенным на рисунке 1 участком временного ряда.

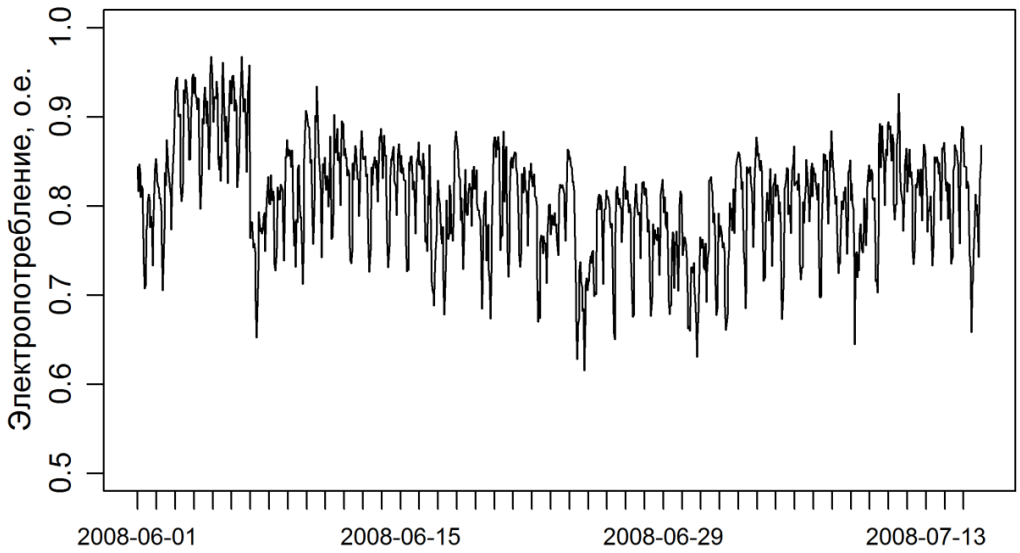


Рис. 1. Временной ряд электропотребления предприятия

Метод сезонной декомпозиции предполагает разложение исходного временного ряда электропотребления (Y_t) на составляющие компоненты: трендовую (T_t), циклическую (C_t), сезонную (S_t) и остаточную случайную (e_t). Трендовая компонента отражает возрастание или убывание временного ряда в течение относительно длительного периода времени. Циклическая компонента представляет собой волнообразные флуктуации временного ряда вокруг тренда различной продолжительности. Сезонная компонента представляет собой регулярные периодические изменения, происходящие в каждом наблюдаемом периоде. На практике бывает довольно сложно выделить циклическую компоненту, поэтому обычно ее объединяют с трендовой в тренд-циклическую компоненту (TC_t) [1, 4].

Таким образом, исходный временной ряд электропотребления (для аддитивной модели сезонной декомпозиции) представляет собой сумму описанных компонент:

$$Y_t = TC_t + S_t + e_t .$$

Выделение тренд-циклической компоненты осуществляется методом скользящего среднего с шириной окна (порядком сглаживания), равной периоду сезонной компоненты. Формула для вычисления скользящего среднего имеет вид:

$$TC_t = \frac{1}{m} \sum_{j=-k}^{k} Y_{t+j} ,$$

где $m = 2 \cdot k + 1$ – порядок сглаживания.

Временной ряд электропотребления рассматриваемого промышленного предприятия имеет период сезонной компоненты 24 значения, что подтверждает график автокорреляционной функции, представленный на рисунке 2.

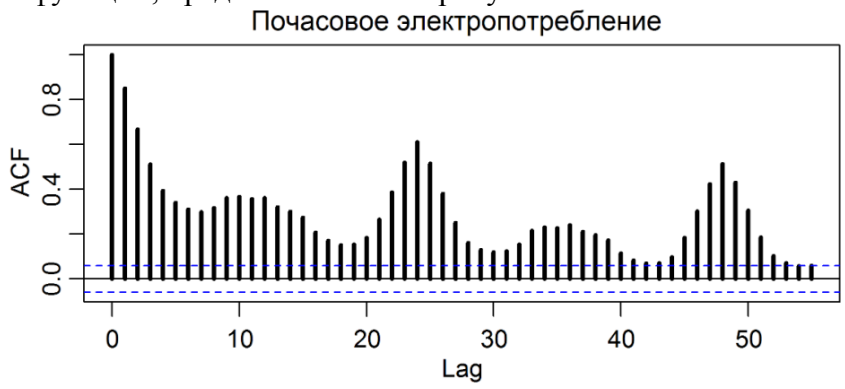


Рис. 2. Автокорреляционная функция временного ряда электропотребления предприятия

Так как необходимая ширина окна скользящего среднего является четным числом (24), то сглаживание необходимо производить дважды: сперва к исходному временному ряду применяется скользящее среднее порядком 24, а затем к полученному временному ряду – порядком 2 [4]. На рисунке 3 представлены исходный временной ряд и выделенная тренд-циклическая компонента.

Для расчета сезонных индексов и выделения сезонной компоненты сперва из исходного временного ряда вычиталась тренд-циклическая компонента. Затем в полученном временном ряде

$$Y_t - TC_t = S_t + e_t$$

значения электропотребления в каждый час суток (1, 2, ... 24) усреднялись по всем суткам – таким образом были получены 24 значения сезонных индексов, совокупность которых за все сутки образовала сезонную компоненту, ее график представлен на рисунке 3.

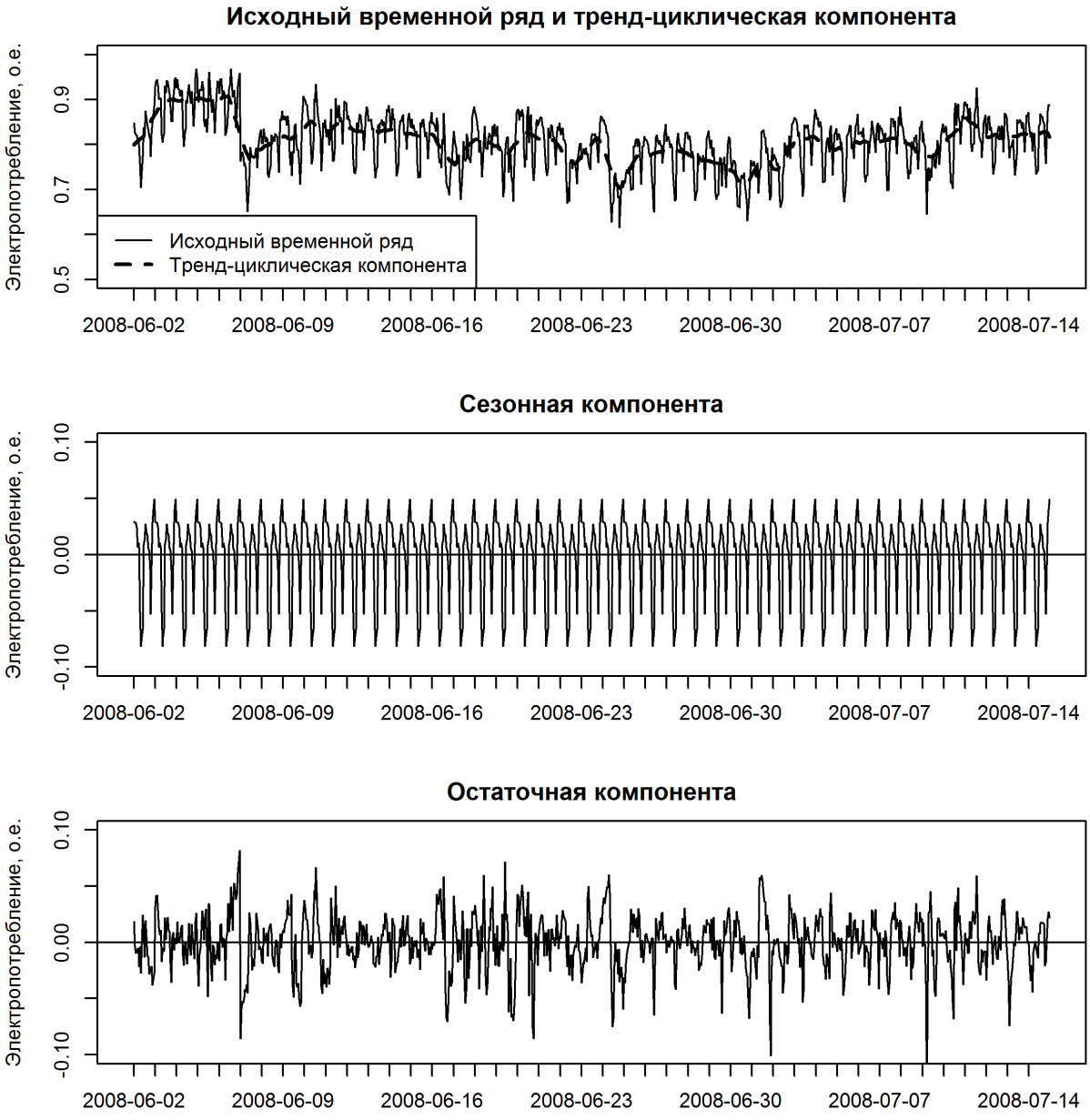


Рис. 3. Результаты сезонной декомпозиции временного ряда электропотребления предприятия

Остаточная компонента была получена посредством вычитания из исходного временного ряда тренд-циклической и сезонной компонент, т.е.

$$e_t = Y_t - TC_t - S_t .$$

График остаточной компоненты e_t представлен на рисунке 3. Данный график в достаточной мере соответствует белому шуму, что свидетельствует о корректности произведенной декомпозиции.

Прогнозирование с помощью метода сезонной декомпозиции предполагает экстраполяцию тренд-циклической компоненты на период упреждения прогноза и наложение сезонной компоненты, используя сезонные индексы.

Экстраполяция тренд-циклической компоненты может быть осуществлена различными способами. В настоящей работе использовался один из простейших – скользящее среднее, вычисленное по формуле

$$TC_{t+1} = \frac{1}{m} \sum_{j=-m}^{0} TC_{t+j} .$$

Ширина окна скользящего среднего была принята равной 120 значений. На рисунке 4 представлены исходный временной ряд, тренд-циклическая компонента и экстраполированная тренд-циклическая компонента методом скользящего среднего. На этом же рисунке приведены прогнозные и фактические значения электропотребления предприятия для тестовых суток – 16 июля 2008 г.

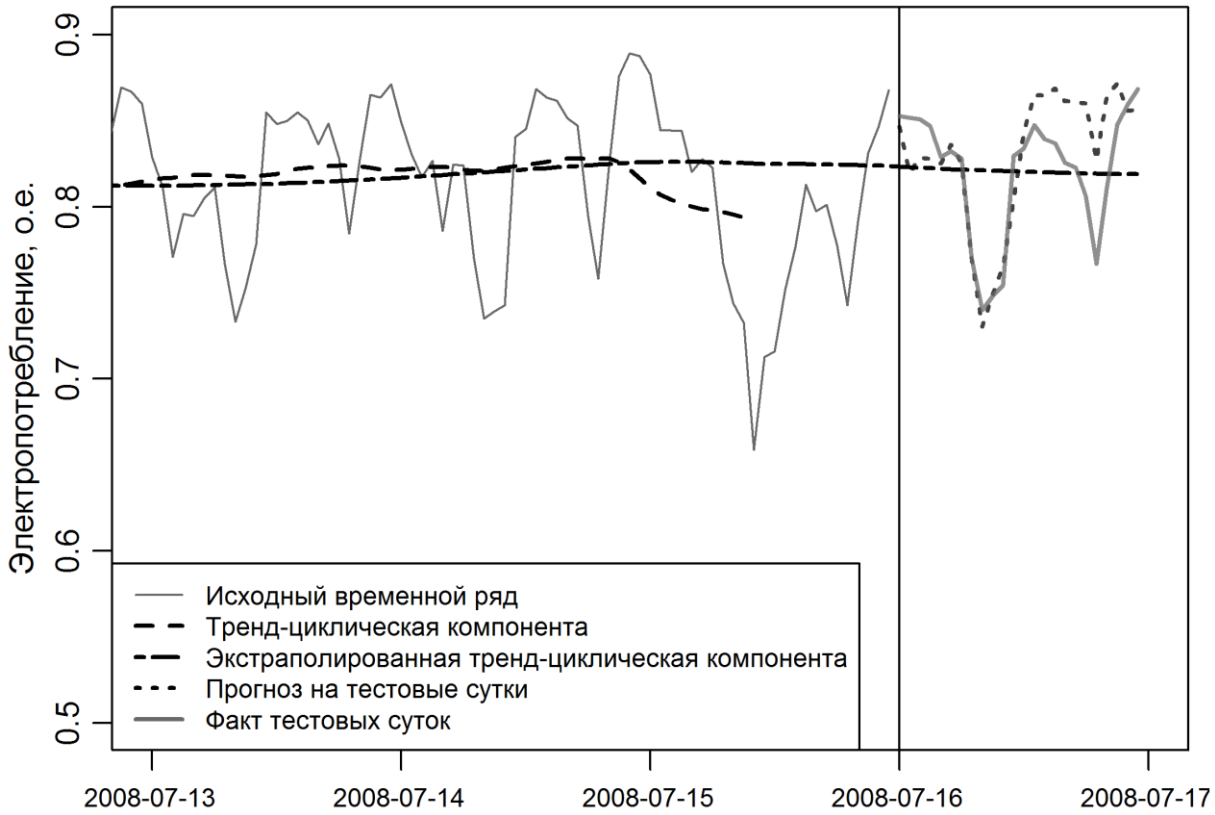


Рис. 4. Результаты прогнозирования электропотребления предприятия на 16 июля 2008 г.

Для оценки качества прогнозирования производился подсчет среднеабсолютной процентной ошибки (meanabsolutepercentageerror, MAPE) согласно выражению

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n} \left| \frac{Y_t - Y_t}{Y_t} \right| \cdot 100\%$$

где Y_t – фактическое значение; Y_t – прогнозное значение; n – количество наблюдений.

Полученное значение MAPE, равное 2,61 %, свидетельствует о достаточной эффективности рассматриваемого метода для данного объекта.

Выводы.

Для обеспечения качественного краткосрочного прогнозирования электропотребления любых объектов необходимо использовать информацию о факторах, определяющих динамику процесса. В случае отсутствия подобной информации могут быть применены методы временных рядов, использующие информацию лишь о величине прогнозируемого показателя. Один из таких методов – метод сезонной декомпозиции, являющийся достаточно простым в использовании, но в то же время позволяющий получать прогнозы удовлетворительного качества. Данный метод прогнозирования может быть эффективен применительно к промышленным объектам, так как практически вся динамика процесса электропотребления определяется действием внутренних факторов, информация по которым может быть недоступна лицам, осуществляющим прогнозирование. Одним из наиболее эффективных инструментов статистического анализа и прогнозирования в настоящее время является свободная статистическая среда R.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАНЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Валь П.В. Краткосрочное прогнозирование электропотребления горного предприятия в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук / Сибирский федеральный университет, Красноярск, 2012. 160 с.

2. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. 2-еизд. М.: ИнтерметИнжиниринг, 2006. 672 с.

3. R Core Team (2014). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL http://www.R-project.org/.

4. Hyndman R.J., Athanasopoulos G. Forecasting: principles and practice. 2012–2014. URLhttps://www.otexts.org/fpp/

МОДЕЛИРОВАНИЕ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ С КОНТРОЛЕМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО РАЙОНА СЕТИ НА ОСНОВЕ КОСВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

А.Г. Фишов, Р.Н. Хабибуллин

Новосибирский Государственный Технический Университет, факультет Энергетики, кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем

Целью работы является разработка и исследование способов моделирования мультиагентного регулирования напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией с помощью ПВК RastrWin.

Актуальность: в настоящее время распределенная генерация и локальные средства регулирования напряжения у потребителей находят все более широкое распространение [3]. Существующая технология регулирования режима напряжения в электрической сети осуществляется сетевой компанией без учета интересов новых активных субъектов сети – распределенной генерации и потребителей, располагающих собственными средствами регулирования напряжения. Добиться компромиссного режима напряжения позволяет мультиагентное регулирование. Ранее уже было доказано преимущество этого способа по сравнению с традиционным регулированием [2]. Однако в настоящее время не существует программ для моделирования мультиагентного регулирования напряжения в узлах сети с

контролем режима прилегающего района, что не позволяет проводить анализ эффективности такого регулирования и применять данную технологию на практике.

Постановка задачи: необходимо доработать существующие программы расчета режимов электрических сетей для обеспечения возможности моделирования мультиагентного поведения активных субъектов сети, преследующих собственные цели при регулировании напряжения. По сути, необходимо обеспечить возможность корректировать уставки по напряжению локальных регуляторов по результатам контроля режима напряжения в примыкающих узлах электрической сети в соответствии с заданными целями регулирования.

Способ решения: дополнение существующих программ внешними процедурами, моделирующими поведение локальных регуляторов, корректирующих собственные уставки по напряжению в зависимости от целей регулирования и контролируемых ограничений по их достижению. Программа написана на языке программирования VBScript в программной среде ПВК RastrWin и является макросом, состоящим из нескольких процедур.

Описание программы: для начала расчета необходимо в нормальном режиме, рассчитанном в ПВК RastrWin, отметить узлы, в которых предполагается наличие агентов с активным поведением, т.е. узлов включения объектов распределенной генерации. Далее запускается макрос, который последовательно выполняет следующие процедуры.

Первой процедурой является выделение для каждого активного узла (с локальным регулятором) района сети с контролируемым по местным параметрам режимом напряжения всех входящих в него узлов. Сначала выделяются узлы, связанные с активным узлом через 3-хобмоточные трансформаторы, после этого узлы, связанные со всеми выделенными ранее узлами через 2-хобмоточные трансформаторы, затем выделяются узлы, связанные со всеми выделенными ранее узлами через линии электропередач. Это сделано для того, чтобы выделялись смежные узлы на подстанциях с несколькими номинальными напряжениями. После этого из выборки исключаются фиктивные узлы нейтралей 3-хобмоточных трансформаторов, т.к. в реальности этих узлов не существует.

Вторая процедура – классификация режима (нормальный, аварийный) и внесение контролируемых параметров (таких как количество активных узлов, режим напряжения в прилегающем районе каждого активного узла, напряжение в узлах с недопустимыми параметрами и т.д.) в протокол.

Третья процедура – корректировка уставки регулятора в активном узле в соответствии с одним из следующих критериев и условий регулирования:

1. Поддержание стабильного желаемого напряжения на шинах некоторых электроприемников

$$\Delta U = |U_i - U_{\text{жел}}| \to min$$

2. Обеспечение допустимого режима напряжения в прилегающем районе

$$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(U_i - U_{\text{жел}})^2}{n}} \to min$$

3. Минимизация потерь в прилегающем районе сети

$$\Delta P(U) \to min$$

При этом необходимым условием является допустимость режима напряжения во всех узлах прилегающего района сети

$$U_i \in D$$

где U_i – напряжение в i-том смежном узле,

$U_{\text{жел}}$ – желаемое напряжение в узлах нагрузки,

D – диапазон допустимых значений напряжения.

Определение корректировок уставок регуляторов при моделировании МАР осуществляется методом покоординатного спуска, который представлен на рисунке 1, по следующему алгоритму:

1. Расчет исходного режима

2. Расчет исходного значения показателя для одного из критериев регулирования (Показатель ДО), например $\Delta P(U)$

3. Осуществление управляющего воздействия (УВ) – увеличение или снижение уставки по напряжению в активном узле на величину «х» (шаг регулирования).

4. Расчет режима.

5. Расчет значения показателя для критерия регулирования после УВ (Показатель ПОСЛЕ).

6. Сравнение Показателя ДО и Показателя ПОСЛЕ. Если после УВ показатель приблизился к оптимуму, то шаг и направление УВ сохраняются. Если же показатель отдалился от оптимума, то шаг уменьшается в два раза и его направление меняется на противоположное.

7. Проверка технологических и расчетных ограничений:

8. Повторение цикла с возвратом к п. 2.

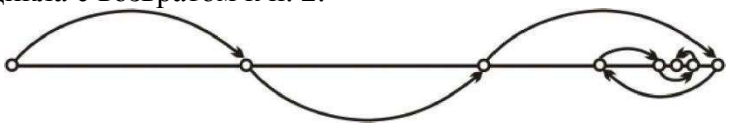


Рис. 1. Поиск оптимального значения методом покоординатного спуска

Воздействие на уставку напряжения в активном узле продолжается до тех пор, пока показатель регулирования не достигнет оптимального значения или пока не будут достигнуты технологические или расчетные ограничения.

При моделировании режимов с несколькими активными узлами, все вышеописанные процедуры выполняются для каждого активного узла по очереди.

Однократное выполнение регулирования напряжения во всех активных узлах считается одним циклом регулирования. Количество циклов регулирования задается в начале расчета, исходя из необходимой точности расчета.

Результатом расчета является режим электрической сети с набором уставок по напряжению в узлах включения распределенной генерации.

Проверка программы: работоспособность способа регулирования напряжения, алгоритма расчета и программы проверена на примере НГДУ «Нижнесортымскнефть», содержащей 51 узел, 73 ветви, 3 узла активного поведения. Нагрузка узлов представлена статическими характеристиками по напряжению, 3-хступенчатым суточным графиком и его графиком по продолжительности.

Напряжение регулировалось по критерию минимизации потерь мощности тремя различными способами:

- Централизованное регулирование с помощью РПН (традиционное регулирование), смоделированное встроенной функцией «Оптимизация Q/V» в ПВК RastrWin
- Централизованное регулирование с помощью РПН и источников реактивной мощности (РГ контролируется сетевой компанией), смоделированное встроенной функцией «Оптимизация Q/V» в ПВК RastrWin
- Децентрализованное мультиагентное регулирование, накладываемое на централизованное регулирование с помощью РПН, осуществляемое созданной программой по критерию минимизации потерь активной мощности.

Также учитывалась допустимость напряжения в узлах нагрузки.

Различные способы регулирования сравнивались по критерию потерь мощности и суммарного пропуска электроэнергии по сети. Результаты расчета представлены в Таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета корректировок уставок по напряжению

Район, прилегающий к узлу с РГ	Параметр	Способ регулирования		
		РПН	РПН+ИРМ	МАР
Тянская ГТЭС	ΔЭ, МВт*ч	22,1884	21,1544	21,2757
Лукъявинская ГТЭС	ΔЭ, МВт*ч	15,8475	13,989	15,162
Мурьяунская ГТЭС	ΔЭ, МВт*ч	4,5376	4,504	4,3989
Вся сеть НГДУ «Нижнесортымскнефть»	ΔЭ, МВт*ч	122,6846	107,726	111,716
	ΔПропуск ЭЭ, МВт*ч	0	-3,026	0,217

Примечания к Таблице 1:

РПН – регулирование произведено исключительно при помощи устройств РПН трансформаторов

РПН+ИРМ – регулирование произведено при помощи устройств РПН и источников реактивной мощности (РГ)

МАР – мультиагентное регулирование напряжения

ΔПропуск ЭЭ – изменение суммарного перетока активной мощности из центра питания ко всем потребителям по сравнению с традиционным регулированием

ΔЭ – потери электроэнергии в течение суток.

Оптимальный режим напряжения, найденный с помощью разработанной программы по принципу мультиагентного регулирования, позволил уменьшить потери в каждом из контролируемых районов электрической сети, а также в энергорайоне в целом. Также увеличился пропуск электроэнергии по сети. Это может быть использовано в интересах сетевой компании.

Централизованное регулирование с использованием РПН и ИРМ также позволило добиться снижения потерь. Это возможно в случае полной наблюдаемости и подчиненности объектов МГ сетевой компании.

Заключение: разработан алгоритм осуществления мультиагентного регулирования напряжения с контролем прилегающего района электрической сети на основе косвенных измерений для нескольких критериев регулирования:

- Минимизация потерь электроэнергии в прилегающем районе сети
- Обеспечение компромиссного допустимого режима напряжения в прилегающем районе сети
- Поддержание стабильного желаемого напряжения на шинах некоторых электроприемников

На основе разработанного алгоритма в среде ПВК RastrWin написана программа (макрос), которая позволяет моделировать МАР в электрических сетях любой сложности.

Данная программа позволяет проводить все расчеты, связанные с моделированием МАР в течение нескольких секунд, что существенно ускоряет процесс моделирования. Это может облегчить дальнейшие исследования в этой области.

Программа опробована на примере существующей электрической сети. Результаты расчета соответствуют ожиданиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 1372465 СССР, МПК7 H 02 J 3/12. Способ регулирования напряжения узла электрической сети / А.Г. Фишов, В.В. Денисов, Б.Б. Кобец; Новосибирский электротехнический институт и Сибирское отделение Всесоюзного государственного

проектно-изыскательского и научно-исследовательского института "Энергосетьпроект". № 3937357/24-07; заявл. 01.08.85; опубл. 07.02.88, Бюл. № 5.

2. С. Т. Исмоилов, С. С. Труфакин, А. Г. Фишов. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями. // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: 4-ая междунар. науч.-техн. конф., Екатеринбург, 3–7 июня 2013 г.: аннотации докладов. – Екатеринбург, 2013. – С. 99-100.

3. Д. Нюшлосс, Ряпин И. Развитие распределенной генерации // Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2012 – [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://energy.skolkovo.ru

4. И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро. Под ред. Д.Л. Файбисовича. Справочник по проектированию электрических сетей.- М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.-352с.

5. Правила устройства электроустановок: Изд. 6-е. 2000.

6. ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2010-21-12.

Научный руководитель: А.Г. Фишов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой Автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВАХ ВСЕРЕЖИМНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Ю.С.Боровиков, А.С.Гусев, А.О.Сулайманов, Р.А.Уфа
ФГАОУ ВО НИ ТПУ, Энергетический институт,
кафедра «Электроэнергетические системы»

Введение

Наблюдаемое в настоящее время развитие и внедрение в электроэнергетических системах (ЭЭС) технологий Smart Grid, предполагающее создание интеллектуальных энергосистем (ИЭС), включающих технологии высоковольтной передачи энергии постоянным током (HVDC) и гибких линий электропередачи переменного тока (FACTS Flexible Alternative Current Transmission Systems), увеличение доли возобновляемых источников энергии, развитие малой распределительной энергетики и др., значительно изменяют и усложняют весь единый непрерывный спектр квазиустановившихся и переходных процессов, и ставят новые задачи на пути обеспечения надежного и устойчивого функционирования ЭЭС.

В число наиболее сложных задач входят:

- исследование взаимного влияния новых внедряемых технологий и устройств, в том числе на базе быстродействующих сивых полупроводниковых ключей, и традиционных ЭЭС, а также их систем релейной защиты и автоматики друг на друга, особенно в переходных режимах;

- разработка, тестирование и настройка локальных и централизованных систем управления и защиты ИЭС;

- формирование алгоритмов оптимального управления режимами работы ИЭС.

В силу известных и общепонятных обстоятельств решение обозначенных задач возможно только с помощью соответствующих средств моделирования, обеспечивающих

достаточно полное и гарантированно достоверное, верифицируемое и верифицированное воспроизведение в реальном времени и на неограниченном интервале единого непрерывного спектра всевозможных квазиустановившихся и переходных процессов в трехфазных ИЭС.

Решение обозначенных задач с целью повышения надежности и эффективности функционирования ИЭС и направление ее реализации соответствует мировой тенденции развития и совершенствования ЭЭС путем внедрения технологий Smart Grid [1, 3, 4].

Описание предлагаемого решения

В настоящее время в практике исследования ЭЭС преобладают цифровые системы моделирования, предельные возможности которых известны и в основном определяются применяемыми численными методами решения, поэтому при разработке моделей энергетического оборудования исходят из необходимого объема упрощений и допущений. Однако при этом возникает необходимость в декомпозиции задач, применении различных численных методов и упрощениях моделей силового оборудования. В качестве альтернативы чисто цифровому моделированию может выступать технология гибридного моделирования, основанная на синтезе средств моделирования и моделей элементов ЭЭС, максимально удовлетворяющих требованиям исследовательских задач, для решения которых они разрабатываются [5].

Концепция и средства гибридного моделирования энергосистем

Для выполнения комплекса современных требований к системам моделирования и моделям ЭЭС, в Томском политехническом университете были разработаны концепция и средства гибридного моделирования, основанные на использовании трех подходов к построению моделей: аналогового, цифрового и физического, каждый из которых обеспечивает достижение максимальных свойств в решении отдельных подзадач. В результате объединения указанных подходов был создан всережимный моделирующий комплекс реального времени (ВМК РВ) ЭЭС, отвечающий следующей совокупности требований: отсутствие декомпозиции процессов, ограничений на размер моделируемой ЭЭС и дифференциальный порядок моделей оборудования, на длительность моделируемых процессов, а также обеспечение реального времени моделирования. Универсальность концепции и модульность структуры средств гибридного моделирования, позволяет выполнить разработку модели любого элемента ЭЭС, в том числе технологий HVDC, FACTS устройств и др., и интегрировать ее в ВМК РВ ЭЭС. Основными элементами ВМК РВ ЭЭС, отвечающими за воспроизведение в реальном времени моделей силового оборудования и его системы управления релейной защиты и автоматики (СУРЗА), являются специализированные гибридные процессоры (СГП) (рис.1).

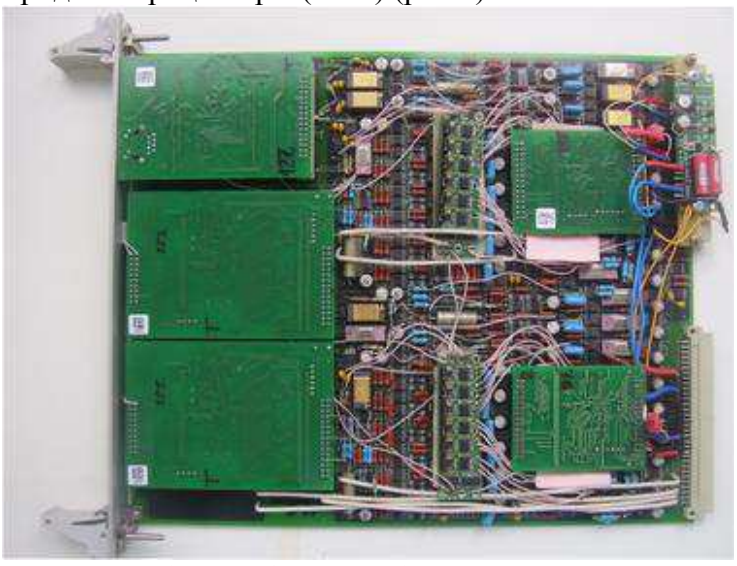


Рис. 1. Опытный образец СГП преобразователя напряжения HVDC.

Все СГП имеют унифицированную многоуровневую структуру, представленную на рис. 1б.

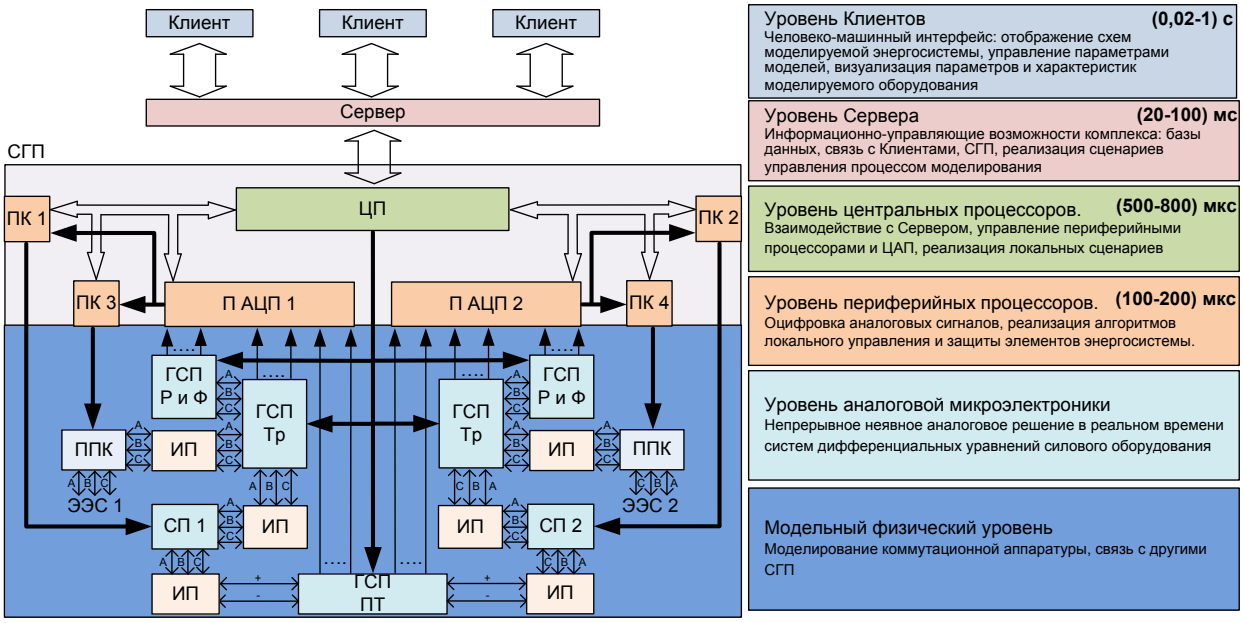


Рис. 2. Структурная схема СГП преобразователя напряжения HVDC: ЦП – центральный процессор; ПАЦП 1 и ПАЦП 2 – процессоры аналого-цифровых преобразователей; ПК 1 и ПК 2 – процессоры коммутации; ГСП 1 и ГСП 2 – гибридные сопроцессоры; ЦУАК 1 и ЦУАК 2 - цифроуправляемые аналоговые ключи; MU - измерительный преобразователь; – время задержки в цифровом канале.

При этом индивидуальные особенности отдельного вида оборудования учитываются на этапе проектирования СГП, по средством синтеза аналоговой схемы решения его системы дифференциальных уравнений. В свою очередь модели СУРЗА реализуются на уровне центрального и периферийных процессоров или сервера в зависимости от требуемого состава входных сигналов и скорости исполнения алгоритмов.

Описанная архитектура ВМК РВ ЭЭС определяет следующие требования к разработке моделей энергетического оборудования: универсальность модели. Один СГП должен воспроизводить различные модификации и типы одного вида силового оборудования. Например, модель электрической машины может использоваться для моделирования турбо-, гидро-, ветрогенераторов, синхронных и асинхронных двигателей. структурность модели. Оптимальное распределение моделей подсистем силового оборудования по различным уровням ВМК РВ ЭЭС в соответствии со свойствами реального оборудования. Например, реализация моделей силового оборудования осуществляется на аналоговом микроэлектронном уровне, а систем измерения, защиты и управления - в цифровой форме на уровне микропроцессоров.

Применение данного подхода для разработки гибридных моделей оборудования ЭЭС позволяет получить следующие ключевые преимущества: моделирование в реальном времени без ограничения на длительность воспроизведения процессов; моделирование оборудования ЭЭС на базе любой элементной базе, схемотехнической реализации, любой конфигурации; возможность взаимодействия модели с внешними устройствами и системами в замкнутом цикле и в режиме реального времени для задач тестирования СУРЗА; воспроизведение единого спектра электромагнитных и электромеханических процессов в ЭЭС.

Моделирование VSC

В рамках данной работы представлены только фрагменты результатов исследований и моделирования преобразователя напряжения (VSC voltage source converter) HVDC.

Согласно представленной в [6] адаптированной схеме ЦУАК для воспроизведения процесса коммутации реального IGBT ключа была протестирована схема мостового инвертора в программной среде MATlab (рис.3).

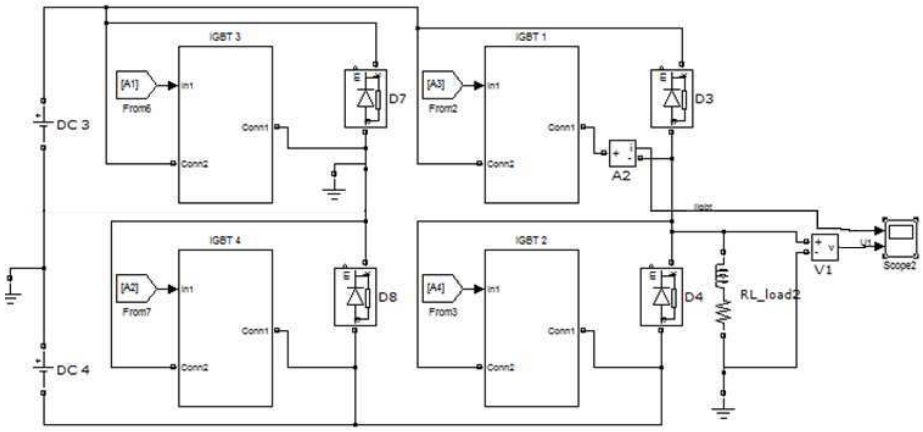
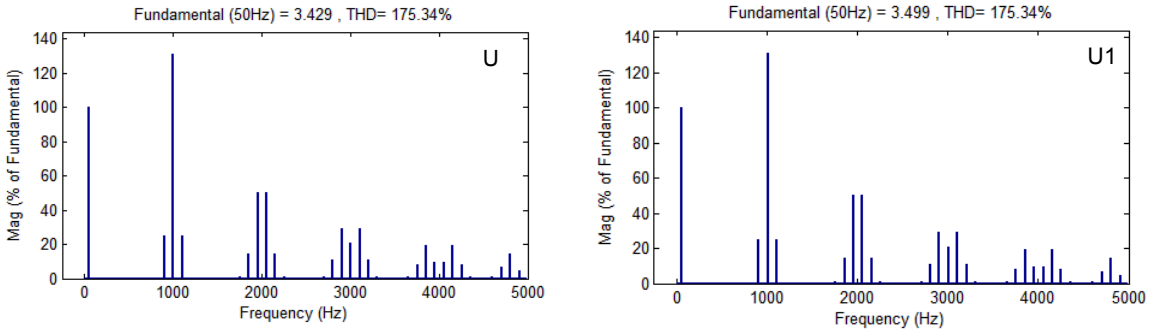


Рис.3. Мостовая схема инвертора: Схема №1 включает в себя стандартный блок транзистора MATlab, Схема №2 включает эквивалентные схемы ЦУАК и IGBT.

Аналогичная схема мостового инвертора бала собрана с помощью стандартных моделей транзисторов MATlab. На рис. 4 представлен спектральный анализ полученных напряжений для данных моделируемых схем.



a) b)

Рис. 4. Спектральный анализ полученных напряжений для схемы со стандартными моделями транзисторов и схемы с адаптированной схемой ЦУАК.

Представленные результаты компьютерного тестирования подтверждают адекватность и адаптируемость разработанных схем замещения физического моделирования силовых полупроводниковых ключей с помощью ЦУАК и возможность их применения для достоверного воспроизведения различных коммутационных процессов, в том числе в VSC устройств FACTS и HVDC, реализованных в рамках концепции и средств гибридного моделирования реальных ЭЭС.

Вывод

Рассмотренные концепция и средства моделирования силовых полупроводниковых ключей, соответственно устройств FACTS, HVDC и также ЭЭС в целом позволяют достаточно полно и достоверно воспроизводить в реальном времени и на неограниченном интервале единый непрерывный спектр всевозможных квазиустановившихся и переходных процессов в оборудовании и трехфазных реальных ЭЭС.

Работа выполнены при поддержке Госзадания «Наука» 2.1318.2014 «Разработка и исследование гибридного моделирующего комплекса энергосистемы с активно-адаптивной сетью».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1 - Программа инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016 года с перспективой до 2020 года, Утверждена Советом директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 07.04.2011 № 128);

3 - Grid 2030: A National Version for Electricity's Second 100 Years. Office of Electric Transmission and Distribution United State Department of Energy, July 2003;

4 - European Smart Grids Technology Platform: Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, European Commission, 2006.

5 - Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О. Принципы построения средств всережимного моделирования в реальном времени энергосистем // Электричество. 2012. – № 6 – С. 10-13.

6 - Yu S Borovikov, A S Gusev, A O Sulaymanov, R A Ufa Synthesis of a hybrid model of the VSC FACTS devices and HVDC technologies // IOP Conference Series Materials Science and Engineering 10/2014; 66(1):012003. DOI: 10.1088/1757-899X/66/1/012003

Научный руководитель: Ю.С. Боровиков, д.т.н., доцент, заведующий кафедрой электроэнергетических систем ЭНИН ТПУ.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СЕТЕВОЙ АВТОМАТИКИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЕ УДМУРТСКОГО РДУ

Д.А. Глухов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ

При развитии энергосистем в большинстве случаев повышаются токи короткого замыкания (КЗ), протекающие через выключатели в аварийных режимах. Это обусловлено увеличением генерирующих мощностей, увеличением количества линий, соединяющих энергетические объекты, являющихся источниками токов подпитки КЗ. В связи с этим, существует необходимость проверки отключающей способности (ОС) выключателей уровням токов КЗ после проведения определенного рода реконструкций.

Согласно ГОСТ 687-78, ОС выключателей характеризуется следующими основными величинами, соответствующими моменту расхождения дугогасительных контактов[1], [4]:

А) эффективным значением периодической слагающей тока (симметричным током);

Б) Апериодической слагающей тока или ее относительным содержанием.

Апериодическая составляющая тока КЗ зависит от многих факторов, в частности, от фазы возникновения КЗ на разных полюсах. При КЗ в момент прохода кривой напряжения через нулевое значение в однофазной схеме величина апериодической составляющей равна амплитуде периодической составляющей. В трехфазной схеме неодновременность КЗ на разных полюсах может приводить как к снижению апериодической составляющей до нуля, так и к ее повышению. При неблагоприятном сочетании моментов КЗ она может превышать на 35% амплитуду периодической составляющей тока КЗ [3].

Расчетные мероприятия по определению соответствия ОС в общем случае сводятся к расчету токов КЗ в рассматриваемой расчетной схеме и сравнению их с паспортными данными ОС выключателей. При выявлении несоответствия ОС выключателей уровням токов КЗ необходимо принять меры по ограничению токов КЗ, либо замене выключателей на выключатели с большей ОС. В связи с тем, что объекты электроэнергетики на сегодняшний день, несмотря на близкое расположение, являются собственностью разных эксплуатирующих организаций, в разной степени заинтересованных в реконструкции элементов сети, вариант замены выключателей на этих объектах встает на самый последний план.

Для сохранения устойчивости энергосистемы в сложившихся условиях актуальными мероприятиями для ограничения токов КЗ в сети являются следующие мероприятия:

1) Секционирование сети;
2) Опережающее деление сети в режиме КЗ (ОДС);
3) Разземление нейтралей части трансформаторов, либо включение сопротивлений в нейтраль (активных или индуктивных) для снижения величины тока однофазного замыкания на землю.

Существуют также и другие мероприятия, к примеру применение токоограничивающих реакторов, которые к настоящему времени не нашли широкого применения в сетях напряжением 110 кВ и выше.

В связи с увеличением генерирующей мощности в операционной зоне (ОЗ) Удмуртского РДУ (УРДУ) в 2014 году путем включения парогазовой установки (ПГУ) на Ижевской ТЭЦ 1, проблема несоответствия ОС ряда выключателей уровням токов КЗ в сети стала высоко актуальной. Предварительные расчеты, проведенные персоналом службы

релейной защиты и автоматики (СРЗА) УРДУ указали на недостаточную отключающую способность некоторых выключателей на подстанции (ПС) 220 кВ Металлург.

Из существующих вариантов мероприятий, ограничивающих токи КЗ наиболее оптимальным было выбрано ОДС в режиме КЗ. По данным расчетов были определены выключатели, отключение которых на ПС 220 кВ Металлург приведет к снижению токов короткого замыкания до уровня соответствующего отключающей способности данных выключателей. Результаты расчетов токов КЗ приведены в таблице 1. Схема расчетной сети приведена на рис. 1.

В СРЗА УРДУ была разработана схема автоматики ОДС (АОДС), которая была успешно реализована на электромеханической элементной базе (ЭМ) на отдельной панели общеподстанционного пункта управления (ОПУ) ПС 220 кВ Металлург. Этапы реализации технического задания производились под контролем СРЗА с участием персонала СРЗА УРДУ в монтажно-наладочных работах.

Таблица 1

Отключающая способность выключателей и уровни токов КЗ на энергообъектах ОЗ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ, мероприятия по снижению уровней токов КЗ [2]

№ п.	Наименование энергообъекта	Диспетчерское наименование выключателя	Отключающая способность, кА	Уровень токов КЗ, кА	Мероприятия по снижению уровня токов КЗ	Уровень токов КЗ после проведенных мероприятий, кА
1	ПС 220 кВ Металлург	МВ 110 кВ ВЛ Машзавод I	18,4	22,67	Установка АОДС	9,61
2	ПС 220 кВ Металлург	МВ 110 кВ ВЛ Машзавод II	18,4	22,67	Установка АОДС	9,61
3	ПС 220 кВ Металлург	МВ 110 кВ АТ-1	18,4	20,37	Установка АОДС	16,82
4	ПС 220 кВ Металлург	МВ 110 кВ АТ-2	18,4	20,87	Установка АОДС	16,82

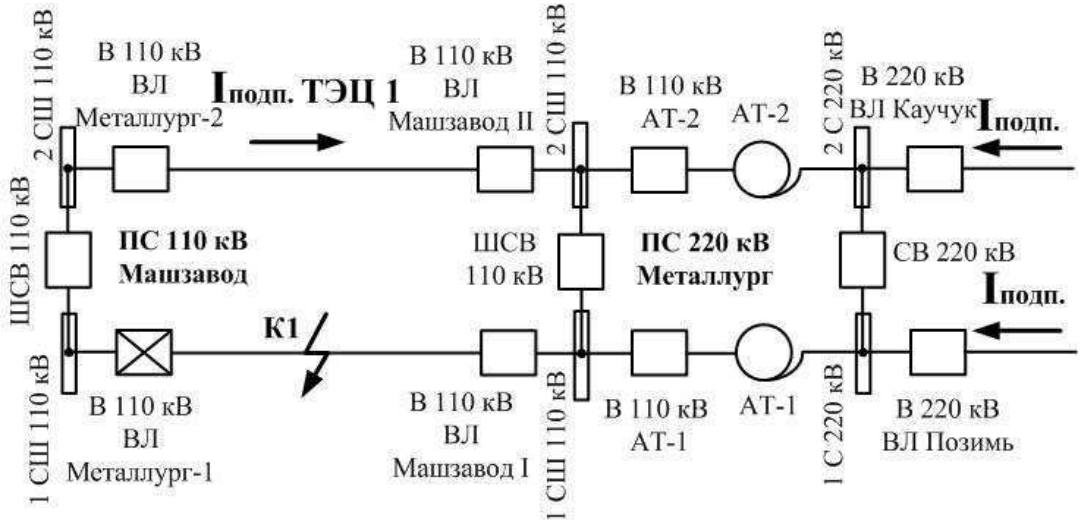
Согласно функциональной схеме, приведенной на рис. 2, автоматика производит управление выходными цепями следующих защит:

- основные и резервные защиты ВЛ 110 кВ Металлург – Машзавод I цепь с отпайкой на ПС ГПП 3;
- основные и резервные защиты ВЛ 110 кВ Металлург – Машзавод II цепь с отпайкой на ПС ГПП 3;
- основные и резервные защиты АТ 1;
- основные и резервные защиты АТ 2.

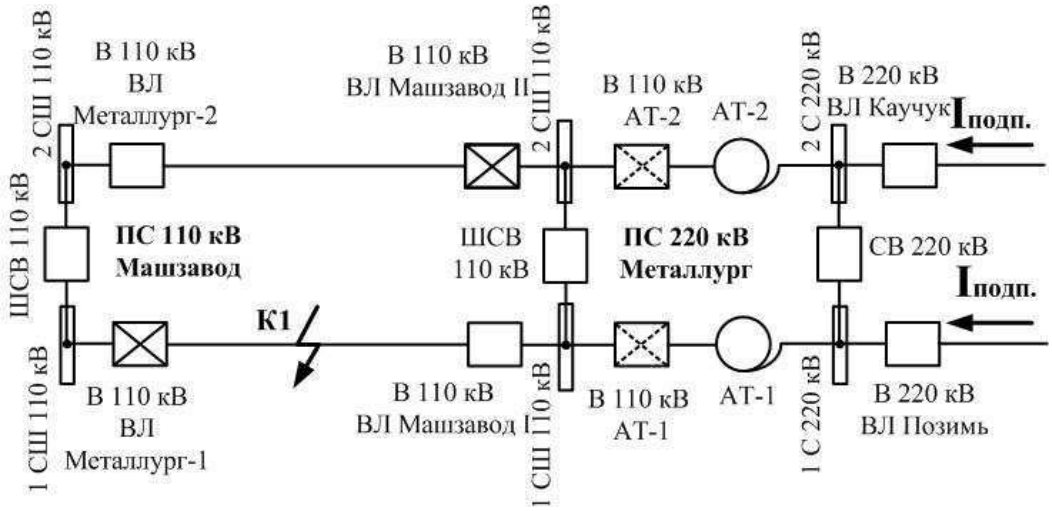
Логика управления выходными цепями линейных защит:

1) При срабатывании выходного реле защит ВЛ 110 кВ Металлург – Машзавод I(II) цепь с отпайкой на ПС ГПП 3 производится отключение выключателя параллельной линии (В 110 кВ ВЛ Машзавод II(I));

2) При успешном отключении выключателя параллельной цепи реле положения выключателя в схеме автоматики управления выключателем (АУВ) производит сборку выходных цепей защит с действием на отключение выключателя защищаемой линии;



а)



б)

Рис. 1 Упрощенная схема сети при КЗ в линии 110 кВ (а –до срабатывания защит; б – в цикле АОДС)

3) При отказе выключателя параллельной линии производится пуск 1 ступени индивидуального устройства резервирования отказа выключателя в составе АОДС (УРОВ-1 В 110 кВ ВЛ Машзавод II(I)) с действием на отключение В 110 кВ АТ-1, В 110 кВ АТ-2;

4) При отказе хотя бы одного из выключателей В 110 кВ АТ-1 или В 110 кВ АТ-2 при УРОВ-1 В 110 кВ ВЛ Машзавод II(I) производится пуск 2 ступени резервирования отказа выключателя в составе АОДС (УРОВ-2) с действием на отключение выключателя защищаемой линии.

Логика управления выходными цепями защит автотрансформаторов:

1) При срабатывании выходного реле защит автотрансформатора АТ 1 (АТ 2) с действием на отключение В 110 кВ АТ-1(2) производится опережающее отключение выключателя 110 кВ смежного автотрансформатора В 110 кВ АТ-2(1);

2) При успешном отключении В 110 кВ АТ-2(1) реле положения выключателя в схеме АУВ производит сборку выходных цепей защит с действием на отключение выключателя 110 кВ защищаемого автотрансформатора В 110 кВ АТ-1(2);

3) При отказе выключателя 110 кВ смежного автотрансформатора производится пуск УРОВ-1 В 110 кВ АТ-2(1) с действием на отключение В 220 кВ ВЛ Каучук (Позимь), СВ 220 кВ;

4) При отказе хотя бы одного из выключателей В 220 кВ ВЛ Каучук (Позимь) или СВ 220 кВ при УРОВ-1 В 110 кВ АТ-2(1) производится пуск УРОВ-2 с действием на отключение выключателя 110 кВ защищаемого автотрансформатора.

Уставки срабатывания УРОВ при АОДС в составе автоматики:

Тср.УРОВ-1=0,4 сек.;

Тср. УРОВ-2=1,0 сек.

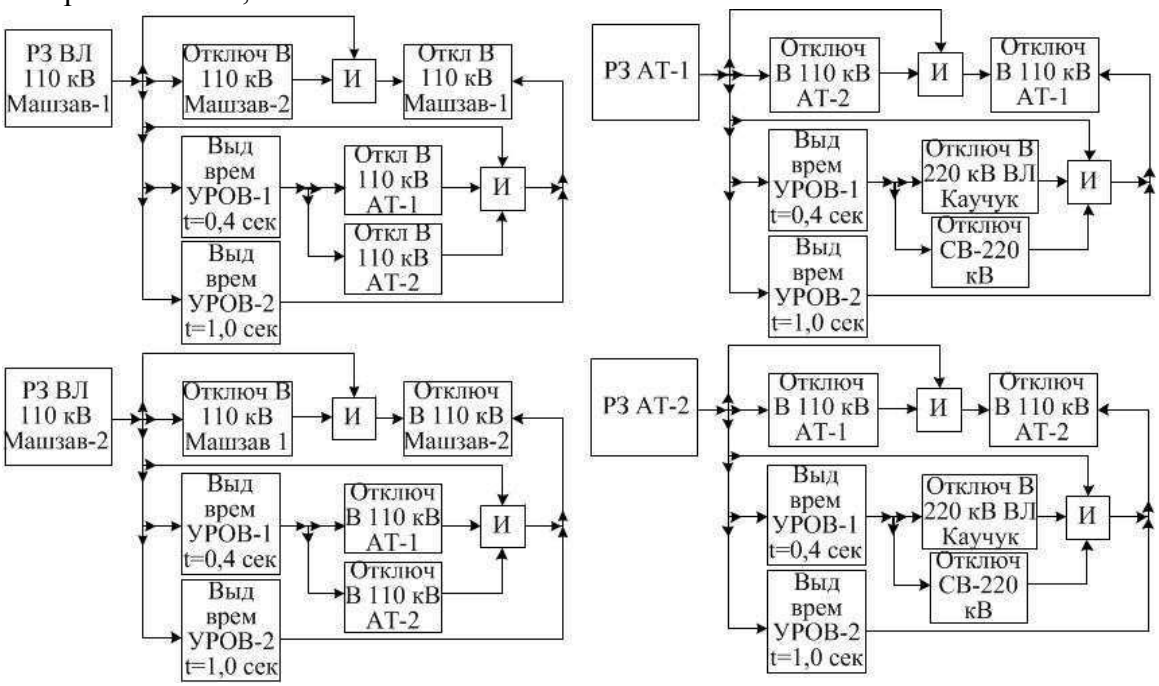


Рис. 2. Функциональная схема АОДС

Все отключаемые выключатели при АОДС после отключения повреждаемого присоединения включаются действием АПВ. При этом выключатель, отключающий непосредственно поврежденное присоединение действием защит одноименного присоединения отключается с запретом АПВ. Проведенные в ОЗ УРДУ мероприятия по ограничению токов КЗ оказались весьма эффективными, на что указывают данные таблицы 1. Работоспособность схемы АОДС была опробована в ходе комплексных испытаний, в связи с чем автоматика была успешно введена в работу. Все эти и многие другие проведенные мероприятия позволили обеспечить режимные условия для проведения испытаний и ввода в работу ПГУ установленной мощностью 230 МВт на Ижевской ТЭЦ 1, а следовательно, улучшить режимно-балансовую ситуацию в Ижевском энергоузле, обеспечить дополнительные возможности по управлению электроэнергетическим режимом Удмуртской энергосистемы и объединенной энергосистемой Урала, повысить надежность электроснабжения потребителей г. Ижевска.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 687-78. Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия, 1980 г. С. 12.

2. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра Филиала ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ. Приложение №4 Отключающая способность выключателей и уровни токов КЗ на энергообъектах Филиала ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ, мероприятия по снижению уровней токов КЗ. Удмуртское РДУ. Ижевск, 2014 г. С. 1.

3. РД 34.20.175. Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше. Утв. Мин. Энергетики и электрификации СССР, 1975 г. – 21 с.

4. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. М.: Энергия, 1970. С.237-242.

ПРОБЛЕМЫ ТЕЛЕПЕРЕДАЧИ ДОАВАРИЙНОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

С.В. Коновалов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга. Ведущий специалист Службы автоматизированных систем диспетчерского управления отдела внешних информационных систем

В данном докладе подняты проблемы телепередачи доаварийной информации в автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), а именно время передачи телеинформации, а также «масштабируемости» проведения необходимых работ (проектирования, монтажа, пуско-наладки, эксплуатации) для систем телемеханики ПА. Эти вопросы являются актуальными, так как данные телеметрии используются в логике АПНУ для выбора управляющих воздействий.

В Энергосистеме Юга АПНУ установлена на ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 500 кВ Тихорецк, ПС 500 кВ Буденновск, ПС 500 кВ Шахты, Ростовской АЭС, Ставропольской ГРЭС, ПС 500 кВ Центральная, ПС 220 кВ Афипская, ПС 220 кВ Дагомыс. В своей логике АПНУ использует доаварийную информацию измерений активной мощности и сигнализацию вывода в ремонт основного первичного оборудования. С удаленных объектов телеизмерения и телесигналы поступают в автоматику с помощью устройств телемеханики для ПА.

На данных объектах, кроме ПС 500 кВ Буденновск, АПНУ выполнена на современных микропроцессорных устройствах. Автоматика работает в двух режимах. Режим «ЦСПА» – Централизованная Система Противоаварийной Автоматики. В этом случае величина управляющих воздействий вычисляется на серверах, расположенных в ОДУ и передается в устройства автоматики на объекты в виде таблиц по высокоскоростным каналам связи. Режим «ЛАПНУ» – Локальная Автоматика Предотвращения Нарушения Устойчивости. При этом величина управляющих воздействий вычисляются устройствами автоматики на объектах на основе своих локальных измерений и сигналов, а также данных телемеханики с удаленных объектов.

Далее будет рассмотрена проблема передачи доаварийной информации с удаленных объектов в устройства автоматики, работающих в режиме ЛАПНУ. На текущий момент в качестве каналов передачи данных в основном использованы высокочастотные каналы связи по линиям электропередач (ВЧ каналы), реже каналы ВОЛС. При этом для телемеханики ПА в качестве каналообразующего оборудования используются устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). На рисунке 1 представлена диаграмма, на которой показаны проценты использования различных производителей УПАСК в энергосистеме Юга. Из диаграммы видно, что подавляющим количеством приемо-передатчиков являются устройства АКА-Кедр. Данное оборудование позволяет передавать по ВЧ каналам телемеханику на скорости 200 бит/сек. Запомним этот факт!

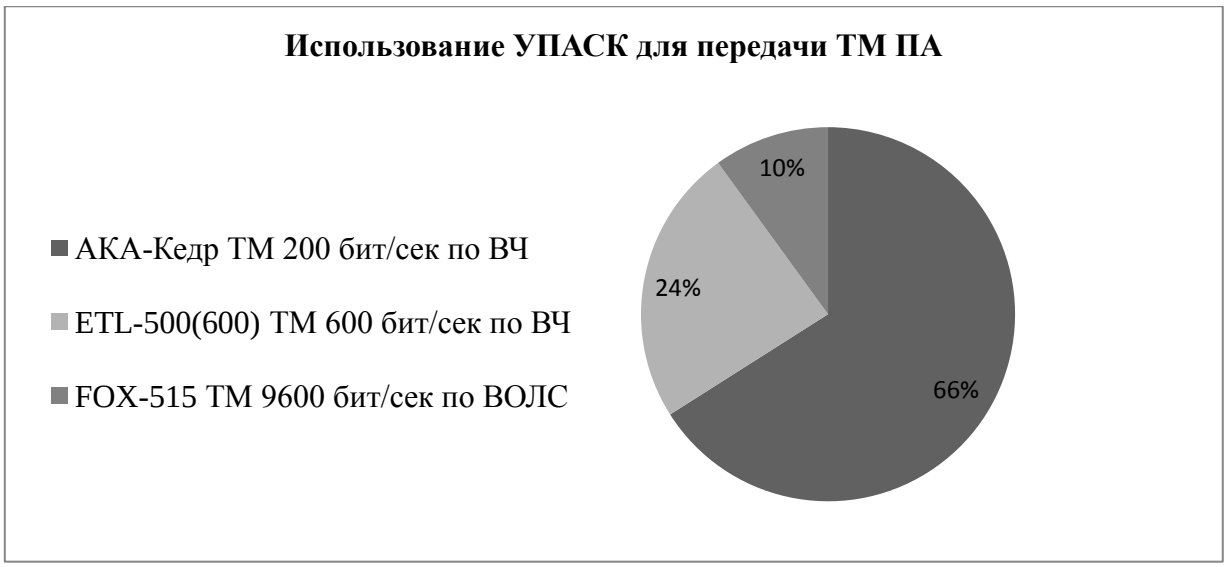


Рис. 1. Использование УПАСК для передачи ТМ ПА.

Исторически сложилось так, что первыми устройствами телемеханики для ПА устанавливалось оборудование фирмы RTSoft. Специалистами данной организации были разработаны специальные протоколы передачи телеметрической информации для ПА адаптированные под низкоскоростные каналы связи и, способные передавать признаки «ручного ввода», «актуальности» и «действительности» информации.

Рассчитаем время передачи телеинформации на примере существующего канала передачи данных между ПС 500 кВ Тихорецк и Ростовской АЭС. В нашем случае используется каналообразующее оборудование на устройствах АКА-Кедр (скорость передачи 200 бит/сек.), данные передаются в протоколе FT3(ПАА), объем передаваемых данных составляет порядка 20 телеизмерений и 16 телесигналов. Согласно описательной части протокола FT3(ПАА) [3] на канальном уровне используется кадры постоянной длины формата FT-3 (ГОСТ Р МЭК 870-5-2-95 [1], ГОСТ Р МЭК 870-5-1-95 [2]). Формат данного кадра представлен на рисунке 2. До 16 байтов пользовательских данных дополняются 16-битной контрольной последовательностью (то есть 2 байта CRC). Формат передачи пользовательских данных следующий: в одном байте передаются два телесигнала, одно телеизмерение передается в двух байтах. С учетом вышесказанного определим количество байт одного цикла передачи информации N для нашего примера (20 ТИ, 16ТС):

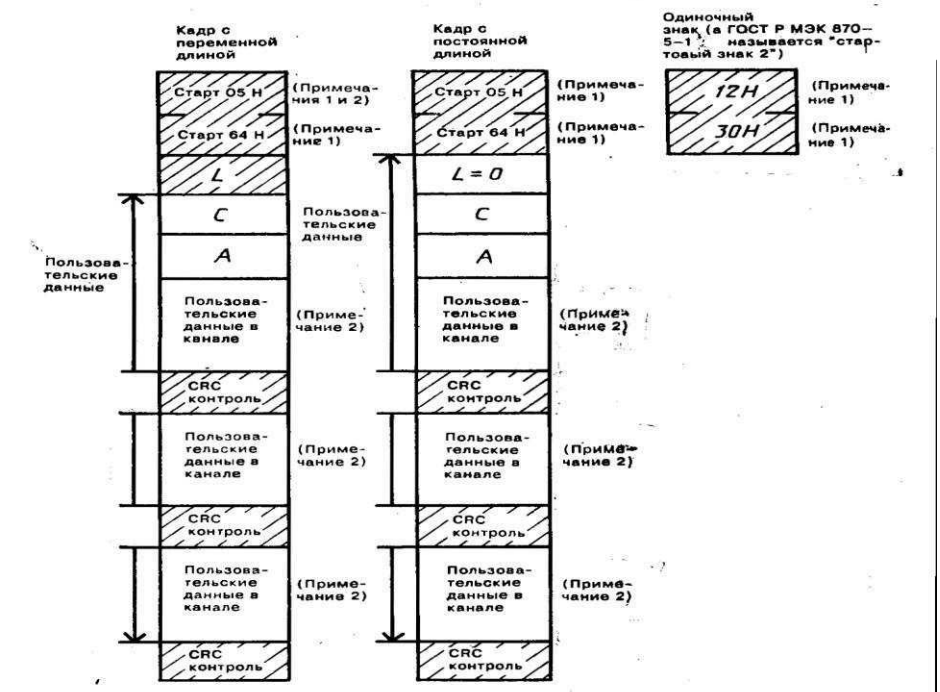
$$N = 13 байт(FT3) + 20ТИ \times 2 байт + {}^{16ТС}/_{2} \times 1 байт = 59 байт \quad (1)$$

Определим время для передачи Т для 59-ти байт на канале 200 бит/сек.:

$$T = {}^{(59 \times 8)}/_{200} = 2{,}36 \text{ сек.} \quad (2)$$

Таким образом, на одном направлении передачи данных наблюдается задержка более 2-х секунд. В случаи необходимости нескольких переприемов задержка передачи данных от пункта получения сигнала до пункта назначения может увеличиться в несколько раз. Конечно же, эти данные не применимы для каждого направления переприема. Расчет зависит от скорости канала и объема передаваемой информации.

3.4 Формат FT 3



L — поле длины в пределах 0 . . . 255. L определяет число последующих байтов пользовательских данных, включая поле управления и адресное поле и исключая байты CRC контроля; $L=0$ определяет кадр фиксированной длины с минимум двумя байтами пользовательских данных; $L>0$ определяет кадр переменной длины с L байт пользовательских данных; C — поле управления; A — адресное поле (необязательно); CRC — *check* — контрольные разряды циклического кода.

7

Примечания

1 Заданные байты данных представлены в шестнадцатиричной системе исчисления, например:

$$05\,H = \frac{0000}{0}\ \frac{0101}{5}\ ; \quad 64\,H = \frac{0110}{6}\ \frac{0100}{4}\ .$$

Последовательность передаваемых битов начинается со старшего бита.

2 Пользовательские данные до 16 байт комплектуются байтом CRC контроля (см. R3 по 6.2.4.4.1 ГОСТ Р МЭК 870—5—1).

3 Заштрихованные поля определены в ГОСТ Р МЭК 870—5—1. Незаштрихованные поля являются «пользовательскими данными» кадра.

Рис. 2. Формат кадра постоянной длины по ГОСТ Р МЭК 870-5-2.

При неисправности (или выводе в ремонт) основного канала, данные маршрутизируются по более «длинному» пути. На рисунке 3 показана структурная схема телемеханизации для противоаварийной автоматики, из которой можно определить возможные маршруты прохождения информации. К примеру, резервным направлением для измерений активной мощности блоков Ростовской АЭС (необходимы для АПНУ на ПС 500 кВ Шахты) является маршрут: Ростовская АЭС – ПС 500 кВ Тихорецк – Новочеркасская ГРЭС – ПС 500 кВ Шахты, то есть составляет 3 переприема. На практике время прохождения сигналов от пункта измерения до пункта назначения может достигать порядка 10 секунд.

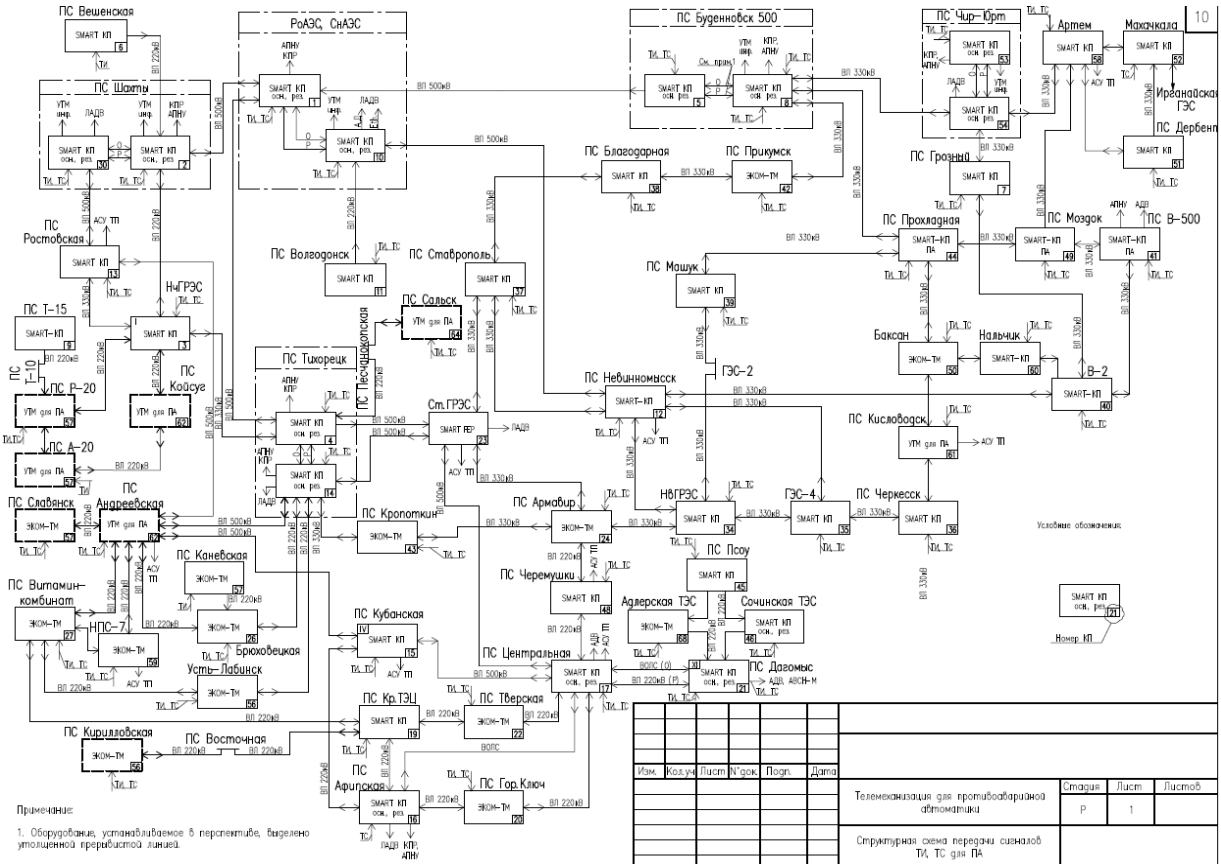


Рис. 3. Структурная схема передачи сигналов ТИ, ТС для ПА

Еще одной проблемой, в сложившейся системе телемеханики для ПА в ОЭС Юга является «масштабируемость», то есть способность системы справляться с увеличением нагрузки. Здесь, я хочу обратить внимание на организационно-экономическую сторону вопроса. Снова обратимся к рисунку 3 «Структурная схема передачи сигналов ТИ, ТС для ПА». При строительстве новой линии или подстанции появляется необходимость учета новых сигналов в автоматике. Это влечет за собой большие объемы пуско-наладочныхработ на уже существующих устройства телемеханики для ПА. К примеру, в ОЭС Юга строится новая ПС 330 кВ Кисловодск, меняется структура электрической сети. За контроль по сечениям в данном районе отвечает АПНУ на Ставропольской ГРЭС. Для того чтобы маршрутизировать сигналы доаварийной информации до Ставропольской ГРЭС, необходимо переконфигурировать существующие устройства телемеханики для ПА, расположенных на ПС 330 кВ Черкесск, ГЭС-4, ПС 500 кВ Невинномысск, ПС 330 кВ Ставрополь, ПС 330 кВ Баксан, ПС 330 кВ Прохладная, ПС 330 кВ Машук, Невинномысской ГРЭС, ПС 330 кВ Армавир, то есть на девяти промежуточных объектах. Это приводит к дополнительным расходам и организационным сложностям, так как в основном данные виды работ выполняются силами сторонних организаций - фирмами производителями (представителями) оборудования.

ВЫВОДЫ.

В рамках данного доклада определены две проблемы в сложившейся структуре телемеханизации для противоаварийной автоматики в ОЭС Юга. Во-первых, время доставки доаварийной информации с удаленных объектов до АПНУ контролирующей сечения и работающей в режиме «ЛАПНУ». В наше время телеинформацию, доведенную до пункта назначения в течение 10 секунд сложно назвать «актуальной». Во-вторых, это проблема «масштабируемости» системы. То есть проведения большого объема пуско-наладочных работ в части телемеханизации для ПА при вводе новых энергообъектов.

Приведу возможное решение, которое позволит обойти эти проблемы. Оно заключается в централизации доаварийной информации. В настоящее время вся телеинформация уже имеется в Диспетчерских Центрах Системного Оператора (ДЦ СО),

также активно развивается передача данных телемеханики в Центры Управления Сетями предприятий Магистральных Электрических Сетей (ЦУС МЭС). С каждой подстанцией или станцией организованы как минимум два независимых резервируемых каналов связи. Время передачи информации от объекта до диспетчерского центра составляет порядка одной секунды. Исключением являются объекты с устаревшими устройствами телемеханики и каналами связи, но в операционной зоне ОЭС Юга наблюдается положительная динамика модернизации устройств сбора и передачи информации (ССПИ) или установка АСУ ТП.

На рисунке 4 схематично показана одна из возможных реализаций такой идеи. При этом уменьшается время задержки на передачу доаварийной информации (всего 2 переприема: Объект - РДУ - АПНУ), упрощается процесс наладки и последующей эксплуатации, так как задействовано меньшее количество оборудования.

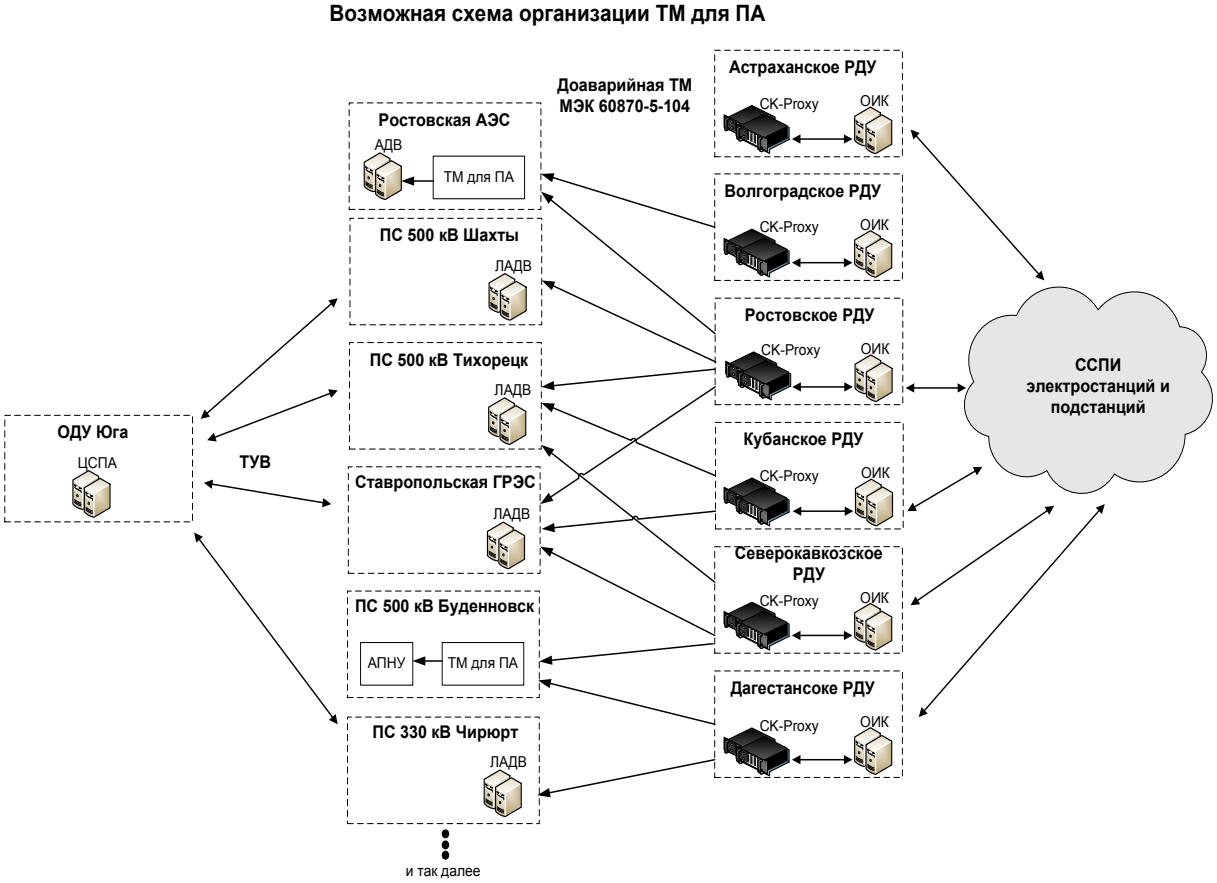


Рис. 4. Возможная реализация схемы централизации ТМ для ПА

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. ГОСТ Р МЭК 870-5-2-95. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 2. Процедуры в каналах передачи.

2. ГОСТ Р МЭК 870-5-1-95. Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 2. Форматы передаваемых кадров.

3. Help-файл, к программному обеспечению устройства телемеханики для ПА «SMART» производства RTSoft.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ЛЭП 110-220 кВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ДАЛЬНЕЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

А.И. Боев
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ.
Ростовский государственный университет путей сообщения

Российская энергосистема имеет сложную разветвленную структуру. Электрические сети напряжением 110 кВ являются наиболее разветвленной структурой современных распределительных сетевых компаний. В период активного развитие нашего государства в промышленной транспортной и оборонной сфере, а именно с 50-х по конец 70-х годов двадцатого века, было принято множество решений по упрощению в первичной и вторичной части энергетического оборудования станций и подстанций [1]. К таким решениям относятся:

- отсутствие линейных выключателей на отпаечных, тупиковых и транзитных подстанциях;
- применение переменного источника оперативного тока, с отсутствием резерва в виде аккумуляторных батарей;
- упрощение систем релейных защит линий электропередач 110 кВ и выше;
- отсутствие перестраховочных защит в высоковольтных распределительных сетях осуществляющих ближнее и дальнее резервирование.

Все эти факторы и многие другие были применены с целью минимизации капитальных затрат на строительство и модернизацию подстанций распределительных сетей напряжением 110 кВ и выше. Это привело к снижению надежности всей энергосистемы, в том числе и систем релейной защиты и противоаварийной автоматики. В области систем РЗА практически полностью отсутствовало дальнее резервирование, а системы ближнего резервирования обладали низкой селективностью. Эти факторы не допустимы в современной энергетике, где основные требования это качество электроэнергии и надежность электроснабжения потребителя, не только первой категории.

Одним из факторов надежности электроснабжения является правильно отстроенная релейная защита, которая должна, не только, быстро и селективно отключать аварийный объект, но и исключать ложное и излишнее срабатывание, во время нестандартных режимов работы системы, таких например, как плавка гололеда [2].

В связи с проведением реформы энергетической системы Российской Федерации, появился еще один фактор обеспечения надежности энергетической системы – коммерческий. Так как вся энергосистема разделена на генерирующие компании, сетевые организации и частные энергетические предприятия, часто возникают споры и конфликты между участниками энергетического рынка, вызывающие потерю качества и надежности электроснабжения. Ярким примером таких ситуаций являются взаимоотношения между сетевой компанией и железными дорогами.

Как известно, территория нашего государства разделена на 7 климатических зон по гололедообразованию и по ветровому давлению (СНиП 23-01-99). Таким образом, существуют районы, в которых проблема гололедообразования на проводах в зимний период стоит особо остро. Но если для линий электропередач, произведя расчет, можно определить максимальную толщину гололеда, которую выдержит ВЛ, то для контактной сети электрифицированных железных дорог, даже незначительная толщина стенки наледи повлечет остановку движения. Таким образом, оперативный персонал дистанции электроснабжения железной дороги вынужден производить плавку гололеда и профподогрев проводов контактной сети, достаточно часто.

Плавка гололеда на контактной сети осуществляется при помощи создания искусственного короткого замыкания на контактной сети [3]. Согласно ПУЭ седьмого

издания [4], релейные защиты линий электропередач должны осуществлять дальнее резервирование силовых трансформаторов на тяговых подстанциях. Особенно актуально выполнение дальнего резервирования силовых трансформаторов на отпаечных, транзитных и тупиковых тяговых подстанциях, на которых могут отсутствовать линейные выключатели.

Во время плавки гололеда на контактной сети уставки релейной защиты фидеров контактной сети, тяговых (силовых) трансформаторов, а так же сборных шин 27,5 кВ отключаются или искусственно загрубляются, для того чтобы избежать излишнего отключения. Резервные ступенчатые защиты линии внешнего электроснабжения, находящиеся на районных подстанциях, принадлежащих сетевой компании не перенастраиваются. Таким образом, возникают случаи излишней работы устройств РЗА, приводящие к судебным прениям между двумя энергетическими компаниями.

Во время плавки гололеда на контактной сети, поезда по участку не пропускаются, поэтому персонал дистанции электроснабжения выбирает схему плавки, позволяющую осуществить процесс с меньшим временем, что позволяет увеличивать доход предприятия.

Существует несколько характеристик для выбора схемы плавки гололеда на контактной сети переменного тока:

– по способу сборки схемы: прямая или петлевая (применяется на двух путных участках);

– по способу подключения питания в схеме плавки гололеда: фаза – фаза или фаза – рельс;

– по длине собираемой схемы плавки: длинная (во всю межподстанционную зону) или короткая (от подстанции до поста секционирования).

Дистанции электроснабжения северокавказской, приволжской и юго-восточной железных дорог используют 5 основных схем плавки гололеда, в зависимости от участка пути в соответствии с рисунками 1 – 5.

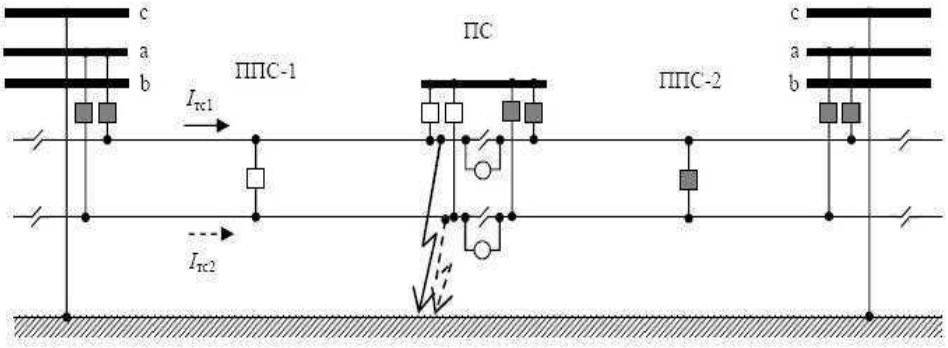


Рис. 1. Схема плавки гололёда на одном или обоих путях при коротком замыкании у поста секционирования.

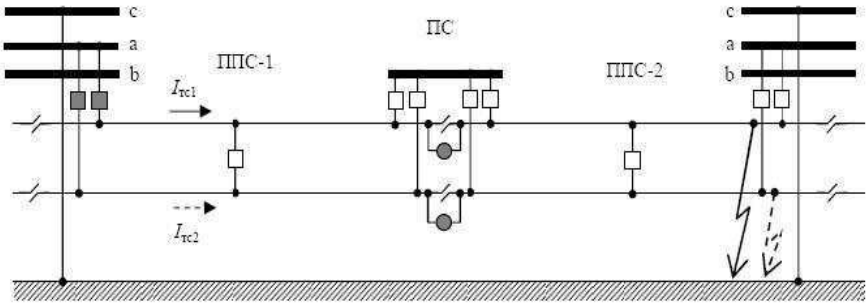


Рис. 2. Схема плавки гололёда на одном или обоих путях при коротком замыкании у соседней тяговой подстанции

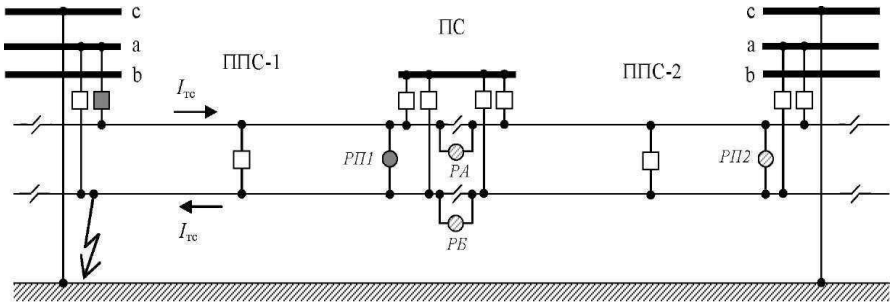


Рис. 3. Плавка гололёда коротким замыканием у питающей подстанции при петлевой схеме до поста секционирования (включён разъединитель РП1 или до смежной подстанции РП1 отключён, РА, РБ, РП2 включены).

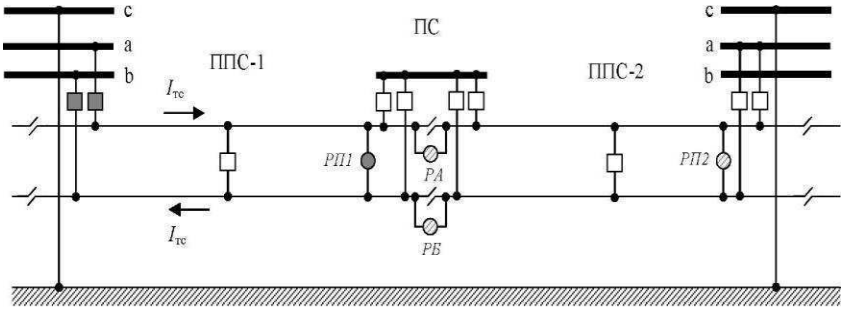


Рис. 4. Петлевая схема питания тяговой сети от разных фаз одной подстанции (включён разъединитель РП1 или до смежной подстанции РП1 отключён, РА, РБ, РП2 включены).

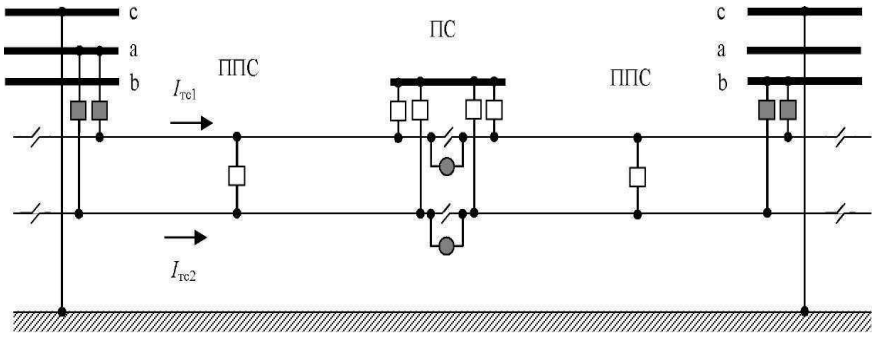


Рис. 5. Разнофазная схема плавки гололеда контактной сети от смежных подстанций.

Схемы плавки гололеда на контактной сети, изображенные на рисунках 1, 4 и 5, позволяют произвести плавку гололеда с меньшим временем, за счет увеличения величины тока плавки и сокращения участков плавки. Выбор схемы плавки гололеда будет зависеть непосредственно от железнодорожного участка, типа тяговых подстанций, схемы питания участка и типа тяговой подстанции. Все три схемы объединяет между собой следующие факторы:

- короткое время плавки гололеда;
- использование максимально возможных величин токов плавки;
- обладание одинаковой чувствительностью для третей ступени дистанционной защиты, осуществляющей дальнее резервирование;
- практически одинаковые (разница не превышает 5%) векторы сопротивления искусственных коротких замыканий в комплексной плоскости (схемы на рисунках 4 и 5).

Вышеизложенные факторы позволяют произвести модернизацию микропроцессорных терминалов резервных защит и противоаварийной автоматики, с целью различения режима плавки гололёда и аварийного режима с отказом основных защит контактной сети и защит ближнего резервирования [5].

Таким образом, добавив к ступенчатой дистанционной защите, осуществляющей дальнее резервирование силового трансформатора тяговой подстанции дополнительную ступень, обладающую большей чувствительностью и большей выдержкой времени, можно с вероятностью 98% процентов определить режим плавки гололеда на контактной сети, производимый по схемам, изображенным на рисунках 1, 4 и 5. Вектор сопротивления при плавке гололеда в точке искусственного короткого замыкания будет отличаться по направлению от точки присоединения тягового трансформатора на величину приблизительно равную 27 – 30 градусам (данные получены из модели, собранной на базе программных комплексов КОРТЭС, Elplek и Модулятор терминала ШЭ2607 016 «ЭКРА», являющейся частью кандидатской диссертации). Добавленная нами, ступень будет определять эту разницу, что видно на рисунке 6.

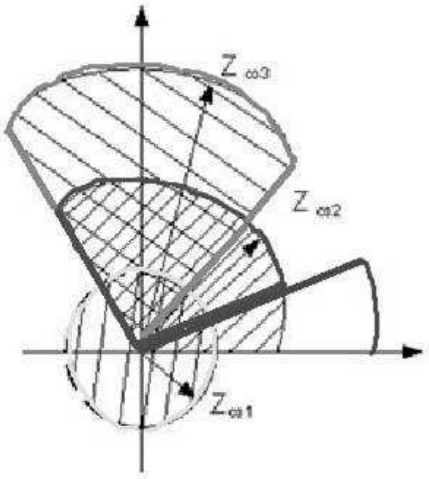


Рис. 6. Использование дополнительной ступени дистанционной защиты для повышения надежности дальнего резервирования.

Во время режима плавки гололеда будут работать две ступени дистанционной защиты (осуществляющая дальнее резервирование и добавочная), а во время аварийного режима сработает только ступень, осуществляющая дальнее резервирование. Исключения составит только случай, когда короткое замыкание случится в точке замыкания цепи плавки гололеда. Однако, вероятность такого режима составляет, оставшиеся 2% [6]. Стоит заметить, что защиты тяговой подстанции, осуществляющие ближнее резервирование, отключат короткое замыкание, в случае отказа основных защит контактной сети.

Добавив в выходные цепи резервирующей и дополнительной ступени дистанционной защиты терминала резервных защит логический блок «И», мы сможем блокировать срабатывание дальнего резервирования в режиме плавки гололеда.

В данном способе повышения надежности дальнего резервирования релейных защит ЛЭП внешнего электроснабжения тяговых подстанций выделяются следующие достоинства:

- возможность переоборудования существующих микропроцессорных терминалов;
- исключение человеческого фактора при взаимодействии разных энергетических систем;
- экономия выделенных средств на модернизацию;
- взаимовыгодные отношения двух собственников;
- возможность применения способа для стыковки других типов энергосистем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Решение № 19/Э Министерства Электростанций СССР от 18.07.1952 г. об упрощение релейной защиты сети 110 кВ и выше.

2. Е.П. Фигурнов. Релейная защита. Учебник для вузов железнодорожного транспорта: М.: Желдориздат, 2002. 720 с

3. Е.П. Фигурнов, Ю.И. Жарков, Т.Е. Петрова. Борьба с гололедом на контактной сети переменного тока. Учебное пособие для студентов вузов железнодорожного транспорта: М.: Маршрут, 2006. 103 с.
4. Правила устройства электроустановок, изд. 7, Раздел 3, - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002 г.
5. Г. Циглер. Цифровая дистанционная защита принципы и применение: М.: Энергоиздат, 2005. – 321 с.
6. Е.С. Вентцель. Теория вероятностей. 4-е издание, - М.: Наука, Физмагтиз, 1969. – 131 – 187 с.

Научный руководитель: Ю.И. Жарков, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой автоматизированные системы электроснабжения (АСЭл) РГУПС.

ЛОКАЦИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ДВУХСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ

П.И. Воронов
ФГБОУ ВПО «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова», ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Линии электропередачи – наиболее протяжённые и наиболее часто повреждаемые элементы электроэнергетической системы. При возникновении повреждения на линиях электропередачи стоит задача максимально сократить время их поиска во избежание больших экономических издержек из-за недоотпуска электрической энергии. Устройство, выполняющее функцию определения места повреждения (ОМП), называется локатором повреждений, а сама процедура поиска – локацией.

На начальном этапе развития устройства ОМП выполнялись только с использованием одностороннего наблюдения повреждённой линии электропередачи. В настоящее время появилась возможность обмениваться по каналам связи результатами наблюдения токов и напряжений на разных концах наблюдаемой линии электропередачи. Сосредоточение на одной стороне протяжённого объекта результатов наблюдения со всех сторон создаёт новые перспективы для локации повреждений линий электропередачи.

Направление, связанное с локацией повреждений электропередачи, получило развитие, которое иногда называют методом критериев повреждения [1]. Под критерием повреждения понимается условие, связывающее токи и напряжения в месте предполагаемого повреждения с его координатой. Для одностороннего наблюдения наиболее общим является критерий ОМП, который основывается на принципе резистивности повреждения, следствием чего является то, что потребляемая в месте повреждения реактивная мощность равна нулю [2]. В докладе приведены некоторые критерии повреждений линии электропередачи при двухстороннем наблюдении [3]. В работе делается упор на понятия имитационных и алгоритмических моделей объекта [4]. Имитационной называется модель, воспроизводящая режимы защищаемого объекта, а алгоритмической – модель, преобразующая наблюдаемые в местах измерения электрические величины (токи и напряжения) исходя из представлений об этом объекте.

На рисунке 1 представлена алгоритмическая модель линии электропередачи, составленная для предполагаемого места повреждения x_f. Наблюдаемые на подстанциях величины $\underline{\mathbf{U}}_{ss}$, $\underline{\mathbf{I}}_{ss}$, $\underline{\mathbf{U}}_{гг}$, $\underline{\mathbf{I}}_{гг}$ с помощью этой алгоритмической модели преобразуются в

токи $\underline{\mathbf{I}}_{sf}(x_f)$, $\underline{\mathbf{I}}_{rf}(x_f)$ и напряжения $\underline{\mathbf{U}}_{sf}(x_f)$, $\underline{\mathbf{U}}_{rf}(x_f)$, наблюдаемые соответственно слева и справа от места предполагаемого повреждения.

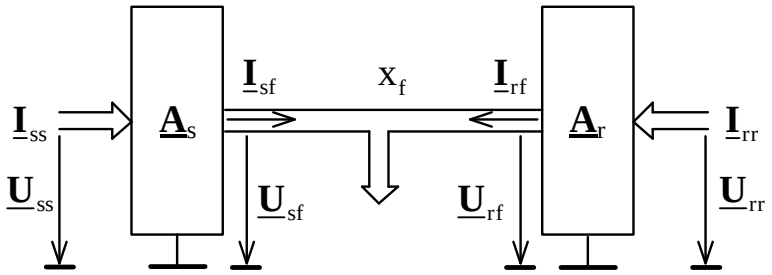


Рис. 1. Алгоритмическая модель для предполагаемого места повреждения

Первым и наиболее общим является энергетический критерий, основанный на резистивности повреждения [5]:

$$Q_f(x_f) \to 0, \qquad (1)$$

$$P_f(x_f) > -\varepsilon \qquad (2)$$

где $Q_f(x_f) = \mathrm{Im}\underline{S}_{sf}(x_f) + \mathrm{Im}\underline{S}_{rf}(x_f)$ – значение реактивной мощности в месте предполагаемого повреждения;

$P_f(x_f) = \mathrm{Re}\,\underline{S}_{sf}(x_f) + \mathrm{Re}\,\underline{S}_{rf}(x_f)$ – значение активной мощности в месте предполагаемого повреждения;

$$\underline{S}_{sf}(x_f) = \underline{\mathbf{U}}_{sf}(x_f)\,\underline{\mathbf{I}}^{*}_{sf}(x_f);\ \underline{S}_{rf}(x_f) = \underline{\mathbf{U}}_{rf}(x_f)\,\underline{\mathbf{I}}^{*}_{rf}(x_f);$$

ε – малая положительная величина, обусловленная погрешностью измерений.

Другим признаком повреждения является равенство напряжений слева и справа в месте предполагаемого повреждения, из которого следует, что

$$\sum_{v=A,B,C} \left|\underline{U}_{sf,v}(x_f) - \underline{U}_{rf,v}(x_f)\right| \to 0, \qquad (3)$$

где $v = A,B,C$ – обозначение соответствующей фазы.

Следует отметить, что условие (3) в том виде, в каком оно представлено, будет работать только в том случае, если наблюдения на подстанциях синхронизированы. В противном случае необходимо пользоваться следующим критерием:

$$\sum_{v=A,B,C} \left(U_{sf,v}(x_f) - U_{rf,v}(x_f)\right)^2 \to 0.$$

Критерии повреждения (1), (3) проиллюстрируем на примере имитационной модели в виде трёхфазной линии электропередачи напряжением 110 кВ с двухсторонним питанием. Имитационная модель представлена на рисунке 2, а её параметры – в таблице 1.

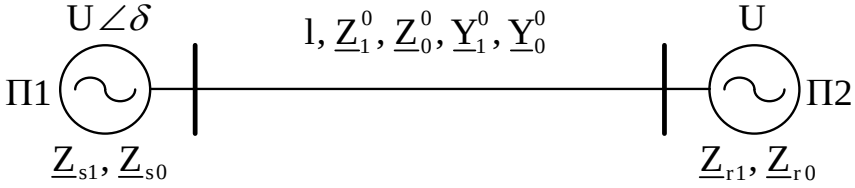


Рис. 2. Имитационная модель (*а*) и модель повреждения (*б*)

Таблица 1. Параметры имитационной модели

Параметр	Значение
Длина линии электропередачи, км	200
Угол передачи δ, град	10
Удельное сопротивление прямой последовательности $\underline{Z}_1^0$, Ом/км	0,2+j0,4
Удельное сопротивление нулевой последовательности $\underline{Z}_0^0$, Ом/км	0,35+j1,2
Удельная ёмкостная проводимость прямой последовательности $\underline{Y}_1^0$, мкСм/км	j2,8
Удельная ёмкостная проводимость нулевой последовательности $\underline{Y}_0^0$, мкСм/км	j2,2
Сопротивление подстанции П1 прямой последовательности $\underline{Z}_{s1}$, Ом	$10\angle 88°$
Сопротивление подстанции П1 нулевой последовательности $\underline{Z}_{s0}$, Ом	$15\angle 88°$
Сопротивление подстанции П2 прямой последовательности $\underline{Z}_{r1}$, Ом	$30\angle 86°$
Сопротивление подстанции П2 нулевой последовательности $\underline{Z}_{r0}$, Ом	$40\angle 86°$

При рассмотрении режимов короткого замыкания и обрывов используется модель повреждения, представленная на рисунке 3. Модель составлена только из резистивных элементов. Данная модель при различных значениях сопротивлений позволяет моделировать все виды короткого замыкания и обрывов [5].

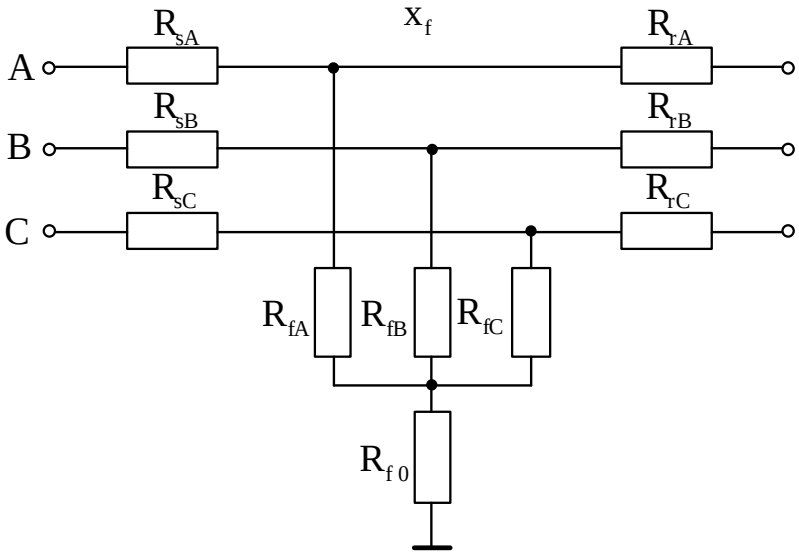


Рис. 3. Модель повреждения

Рассмотрим режим двухфазного короткого замыкания на землю $K_{AB}^{(1,1)}$ в середине наблюдаемой линии электропередачи. Значения сопротивлений модели представлены в таблице 2. Сопротивления модели рисунка 3, не представленные в таблице 2, равны нулю.

Таблица 2. Значения сопротивлений модели

Вид повреждения	R_{fA}	R_{fB}	R_{fC}	R_{f0}
Двухфазное КЗ фаз А и В на землю $K_{AB}^{(1,1)}$	10	10	∞	10

В таблице 3 представлены результаты наблюдения токов и напряжений на подстанциях.

Таблица 3. Результаты наблюдения на подстанциях

С	$\underline{U}_A$, кВ	$\underline{U}_B$, кВ	$\underline{U}_C$, кВ	$\underline{I}_A$, кА	$\underline{I}_B$, кА	$\underline{I}_C$, кА
1	$54{,}8\angle 4°$	$53{,}3\angle -113°$	$64{,}7\angle 129°$	$1{,}1\angle -13°$	$1{,}0\angle 170°$	$0{,}1\angle 150°$
2	$43{,}7\angle -13°$	$40{,}2\angle -124°$	$64{,}8\angle 123°$	$0{,}8\angle 57°$	$0{,}8\angle -156°$	$0{,}1\angle 53°$

На рисунке 4 представлены результаты расчёта места повреждения с использованием критериев (1) и (3).

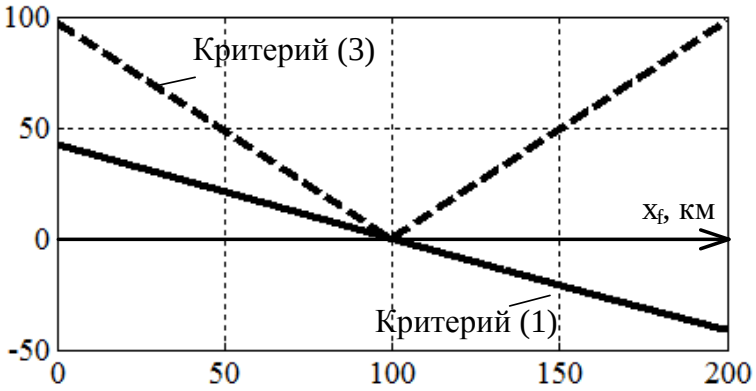


Рис. 4. Результаты ОМП

Из анализа рисунка 4 видно, что критерии (1) и (3) точно указывают место повреждения.

ВЫВОДЫ: рассмотрены два алгоритма двухстороннего ОМП. Исследование на имитационной модели показали высокую точность алгоритмов ОМП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Лямец Ю.Я., Антонов В.И., Нудельман Г.С. Оптимизационный алгоритм контроля состояния электрической сети // Изв. РАН. Энергетика, 1994, №2, С. 100-110.

2. Лямец Ю.Я., Ильин В.А., Подшивалин Н.В. Программный комплекс анализа аварийных процессов и определения места повреждения линии электропередачи // Электричество, 1996, №12, С. 2-7.

3. Пат. 2492493 РФ, МПК G01R 31/08. Способ определения места повреждения многопроводной электрической сети при двухстороннем наблюдении / Ю.Я. Лямец, Ю.В. Романов, П.И. Воронов, Г.Н. Исмуков; ООО «Исследовательский центр «Бреслер». № 2011147688/28, заявл. 23.11.2011; опубл. 10.09.2013, Бюл. № 15.

4. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Павлов А.О. Эволюция дистанционной релейной защиты // Электричество, 1999, №3, С. 8-15.

5. Лямец Ю.Я., Воронов П.И. Локация повреждений многопроводной сети при двухстороннем наблюдении // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2013, №3, С. 96-107.

Научный руководитель: Ю.Я. Лямец, д.т.н., профессор кафедры теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики Чувашского госуниверситета, председатель НТС ООО «Исследовательский центр «Бреслер».

ОПТИМАЛЬНАЯ ЦИФРОВАЯ ФИЛЬТРАЦИЯСИГНАЛОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ

Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин, С.И. Новиков
Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан»

Надежность поставки электроэнергии является актуальнейшей задачей электроэнергетики. Наиболее слабым звеном в цепочке поставки электроэнергии потребителям являются воздушные электросети среднего класса напряжений (6-35кВ). В настоящей работе рассматриваются алгоритмы локации сигналов тока и напряжения, порождаемых однофазными замыканиями на землю (ОЗЗ).

С целью повышения надежности локации сигналов ОЗЗ предлагается использовать алгоритм, выделяющий сигнал переходного процесса в начале развития ОЗЗ, обусловленного процессами перезаряда фазных емкостей ЛЭП. Постоянная времени этих переходных процессов (0,2-2мс) намного меньше периода промышленной частоты, что позволяет использовать алгоритмы цифровых фильтров (ЦФ) для локации ОЗЗ. К такому ЦФ предъявляются следующие требования:

- частотная характеристика цифрового фильтра, оптимальная по критерию «сигнал/шум», должна быть согласована с огибающей спектра переходного процесса и не пропускать гармонический сигнал промышленной частоты;
- интервал дискретизации АЦП устройства, согласно [1], должен быть не менее 1 мкс.

С целью реализации вычислений, не требующих высокой тактовой частоты микроконтроллера и операций умножения, были рассмотрены следующие алгоритмы. Простейший высокочастотный цифровой фильтр работает по алгоритму первой производной или «дифференциальный» алгоритм:

$$Y(i, n) = X(i) - X(i - n), \qquad (1)$$

где X(i) и Y(i) отсчеты входных и выходных сигналов, n – номер отсчета исследуемого входного сигнала. При этом выражение n·t – интервал дифференцирования, где t–интервал дискретизации.

Более сложный высокочастотный цифровой фильтр работает по алгоритму второй производной:

$$Z(i, n) = Y(i, n) - Y(i - n, n) = X(i) - X(i - n) - X(i - n) + X(i - 2n) =$$
$$= X(i) - 2 \cdot i - n) + X(i - 2n), \qquad (2)$$

где $Y(i - n, n) = X(i - n) - X(i - 2n).$

Амплитудно-частная характеристика цифрового фильтра (2) обладает значительным затуханием в области нижних частот, что позволяет задерживать гармонический сигнал промышленной частоты с большим ослаблением. Увеличение параметра «n» позволяет смещать амплитудно-частотную характеристику ЦФ в область нижних частот, оптимально согласуя его со спектром переходного процесса.

Аналогичные рассуждения можно применить к цифровым фильтрам, работающим по алгоритмам третьей и более высоких производных от входного сигнала.

На рисунке 1 изображена амплитудно-частотная характеристика цифрового фильтра по алгоритму четвертой производной при разных значениях параметрах «n». Номер производной ЦФ обозначим символом M. Величина временного окна, в котором происходит обработка входного сигнала, равна произведению интервала дискретизации, порядка M цифрового фильтра и параметра n. В качестве аварийного сигнала ОЗЗ рассматривались осциллограммы фазных токов и напряжений, зафиксированных цифровым осциллографом

для поврежденной фазы С и неповрежденной фазы А [2], при периоде дискретизации исследуемого входного сигнала0,125 мс. На рисунках 2 и 3 изображены зафиксированные осциллограммы.

На рисунках 4 и 5 изображена зависимость выходного сигнала тока от порядка М цифрового фильтра для тока и напряжения соответственно. Максимальное отношение «сигнал/шум» для начального всплеска, как тока, так и напряжения, получается при М=3-4, n=5-6. Таким параметрам ЦФ соответствует временное окно величиной 1,875-3мс, что совпадает с длительностью сигнала начального переходного процесса. При этом максимум АЧХ ЦФ приходится на частоту 666-800 Гц. Наличие полос пропускания в АЧХ ЦФ на высших частотах (рисунок 1) не мешает его функционированию по причине отсутствия составляющих спектра входного сигнала на этих частотах. Цифровая фильтрация позволяет обнаруживать начало ОЗЗ и по сигналу тока неповрежденной фазы А (рис.4), что указывает на перспективность применения оптимальной цифровой фильтрации для выделения малых по величине аварийных сигналов.

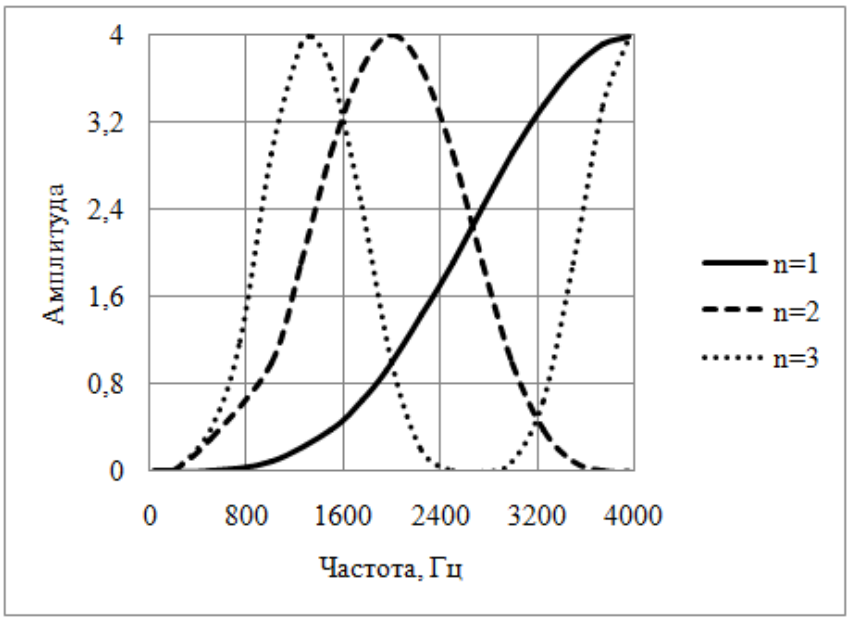


Рис. 1. Амплитудно-частотная характеристика цифрового фильтра по алгоритму четвертой производной

Рис. 2. Осциллограммы токов поврежденной фазы С и неповрежденной фазы А

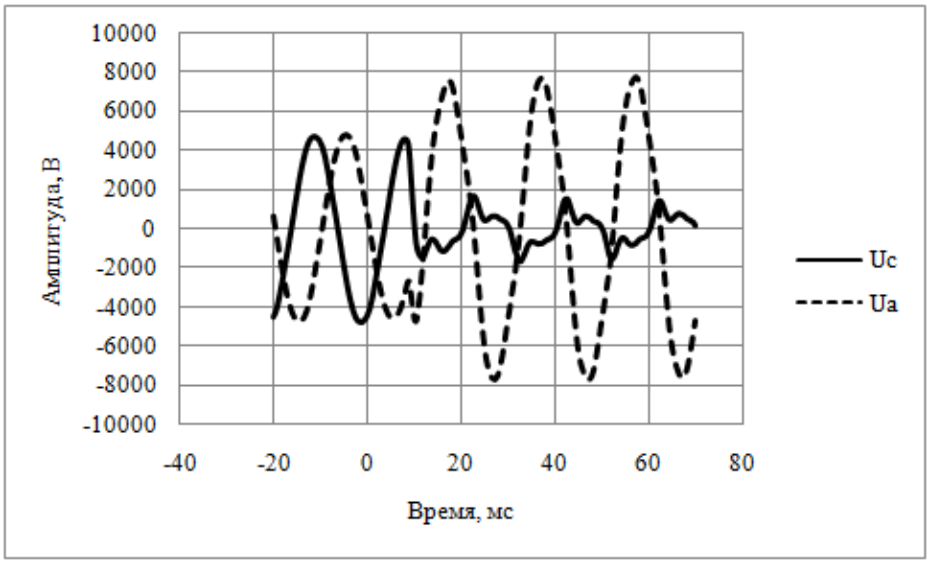


Рис. 3. Осциллограммы напряжений поврежденной фазы С и неповрежденной фазы А

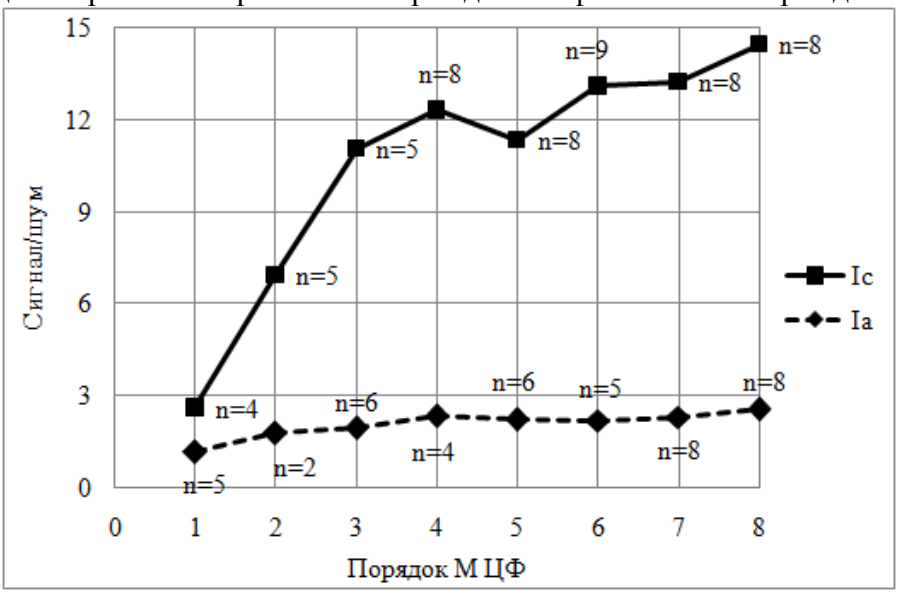


Рис. 4. Зависимость выходного сигнала тока от порядка М цифрового фильтра

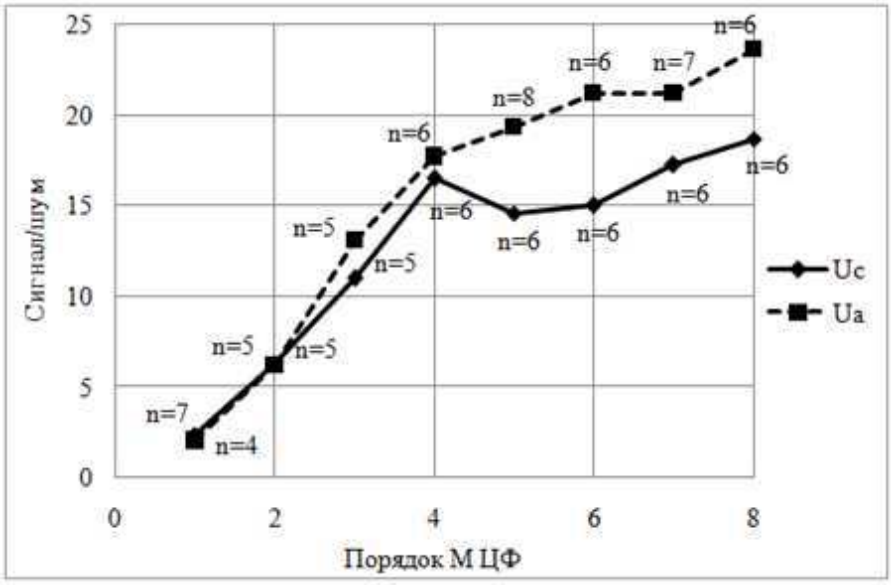


Рис. 5. Зависимость выходного сигнала напряжения от порядка М цифрового фильтра

ВЫВОДЫ.

1. Рассмотрен класс ЦФ, в которых возможно исключить операцию умножения, с целью их реализации в автономных цифровых устройствах мониторинга аварийных режимов ЛЭП для оптимальной, по критерию «сигнал/шум», фильтрации аварийных сигналов малой интенсивности.
2. Показана эффективность предложенного алгоритма ЦФ для выделения начала аварии ОЗЗ как по сигналам фазного тока, так и по сигналам фазного напряжения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2372624 РФ, МПК G01R 31/08Способ определения места однофазного замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач, способ определения места междуфазного короткого замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач и устройство контроля тока и напряжения для их осуществления / Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин; № 2008109491/28; заявл. 12.03.2008; опубл. 10.11.09, Бюл. №31.
2. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И. Экспериментальный анализ изменения векторной диаграммы фазных напряжений при однофазном замыкании на землю// Научные труды III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи», том 2, 22-26 октября 2012 г. Екатеринбург. 2012. С. 300-302.

КОРРЕКТИРОВКА ЛОГИКИ РАБОТЫ ТАПВ ОН В ШКАФУ АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ (АУВ) НПП ЭКРА - ШЭ2710 511 НА ДЛИННЫХ ЛИНИЯХ 500 КВ С ШУНТИРУЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ (ШР).

А.И. Марутов
Филиал ОАО “СО ЕЭС” ОДУ Юга, город Пятигорск

В [1] уже был затронут вопрос о резонансных явлениях на отходящих воздушных линиях 500 кВ от Ростовской АЭС с шунтирующими реакторами (ШР). Резонансный контур раскачивают продольные ЭДС, наводимые в фазах резонирующих ВЛ не скомпенсированным электромагнитным полем ВЛ, идущих в одном коридоре, имеющих взаимную индуктивную связь и несимметричное расположение проводов ВЛ (горизонтальное). Было выяснено, что резонируют ВЛ 500 кВ протяженностью порядка 200 км с одним ШР и ВЛ протяженностью 300-400 км с двумя ШР [2]. Наличие наведённого напряжения на отключённой резонирующей ВЛ приводит к отказу АПВ и проблемам с опробованием ВЛ, замыканием транзита оперативным персоналом и прочее. В статье [1] я рассмотрел *эксплуатационный режим*, когда ВЛ отключена и на ней появляются эти явления. В данной статье рассмотрен аварийный режим - отключение ВЛ по трём фазам от устройств РЗА и последующее трёхфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ).

Пуск трёхфазного автоматического повторного включения (ТАПВ ОН) осуществляется по цепи несоответствия положения выключателя и его ключа управления (КУ). Цепи пуска ТАПВ от “Сигнала несоответствия” показаны на рисунке 1.

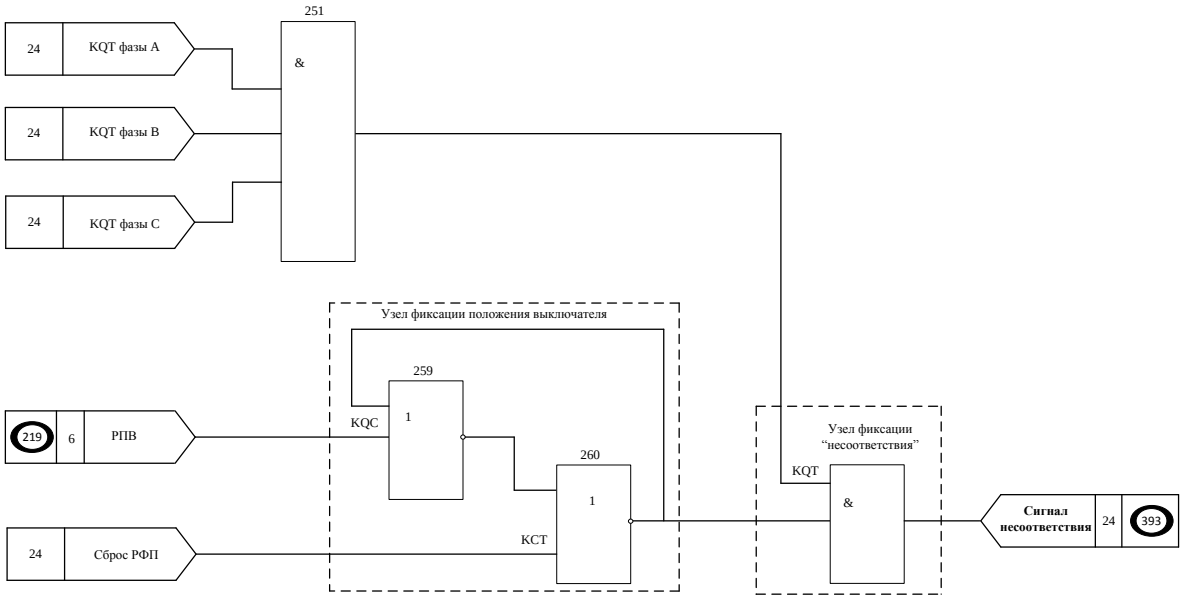


Рис. 1. Цепи пуска ТАПВ

Решение по исключению резонансных явлений (появление синфазных напряжений, раскачивающих колебательный контур) при аварийном отключении линии от защит было уже найдено – это автоматическое отключение тремя фазами одного реактора и, как следствие, разрыв резонансного контура. После ТАПВ происходит включение шунтирующего реактора по режиму напряжений (чтобы исключить повышение напряжений). Есть специальный ключ в данном терминале SA15 “Включение выключателя ШР”. О необходимости наличия шунтирующего реактора на ВЛ решает служба электрических режимов (СЭР).

Медленно затухающие переходные процессы на отключенной линии с шунтирующими реакторами могут замедлять ТАПВ по цепи контроля отсутствия напряжения (контроль отсутствия напряжения ОН не разрешает включение, пока напряжение на линии не снизится, т.е. пока колебания не затухнут).

В таблице 1 показаны отдельные уставки РЗА на шкаф АУВ, ТАПВ, УРОВ и ЗНР типа ШЭ2710 511 версии 201 выключателя В-3 на ПС 500 кВ Буденновск.

Таблица 1

Наименование	Вторичные
Напряжение срабатывания ПО отсутствия напряжения прямой последовательности Э1, В	24
Напряжение срабатывания ПО напряжения обратной последовательности Э1, В	4
Напряжение срабатывания ПО напряжения нулевой последова-тельности Э1, В	6
DT04 Задержка на срабатывание ТАПВ-ОН Э1 ведущего выключателя, с	2,5

Исследуя различные осциллограммы при аварийных отключениях ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС-Буденновск, например, рассмотрев случай 3 сентября 2013 года, видно, что значения напряжений (фазных, обратной последовательности, нулевой последовательности) могут затухать до значений уставок пусковых органов (отсутствия напряжения) при отключении трёх фаз линии некоторое время в соответствии с рисунком 2:

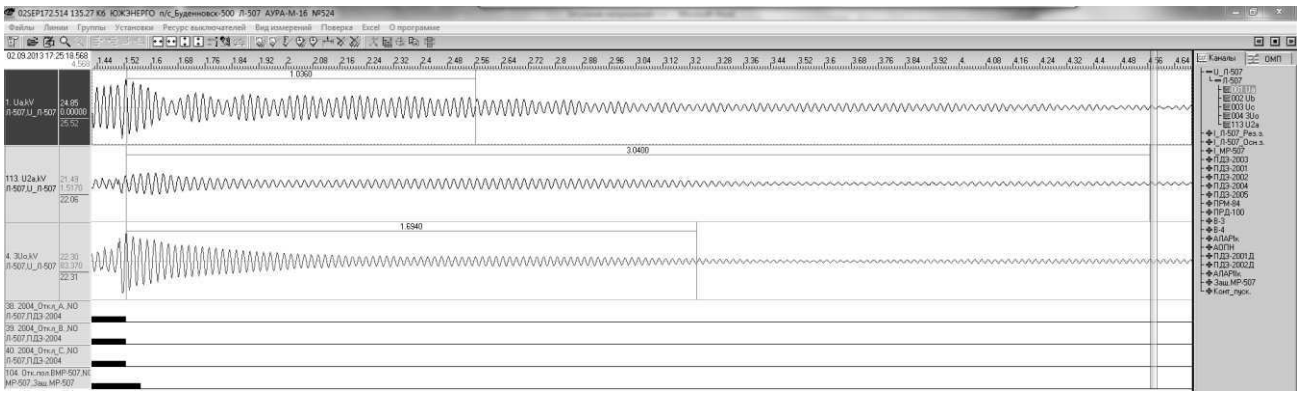


Рис. 2. Затухание напряжений в программе АУРА

$U_{фA}$ до $U_{1уст}$=120 кВ перв. (24 В втор.) − 1 секунда

U_{2A} до $U_{2уст}$=20 кВ перв. (4 В втор.) − 3 секунды

$3U_0$ до $3U_{0уст}$=30 кВ перв. (6 В втор.) − 1,7 секунды

и только потом по логике сделан запуск выдержки времени таймера DT4 ТАПВ ОН в соответствии с рисунком 3 (то есть только через 3 секунды после отключения трёх фаз, когда все пусковые органы напряжений Э1 в несработанном состоянии, т.е. логические нули “0” – переходный процесс затухает и, следовательно, осуществляется отсчёт таймера DT4, в нашем случае, это время 2,5 секунды. То есть включение выключателя от ТАПВ ОН произойдёт через 5,5 секунд после отключения трёх фаз (ОТФ).

Я предлагаю таймер DT4 перенести и расположить на линии связи между логическими элементами 106 (&) и 104 (&) в соответствии с рисунком 3.

По корректированной логике:

После отключения трёх фаз начинается отсчёт таймера DT4 – 2,5 секунды – он отсчитает и будет на выходе таймера лог .”1”, параллельно с этим идёт проверка контролей напряжений - 3 секунды. При такой логике включение выключателя от ТАПВ ОН произойдёт через 3 секунды.

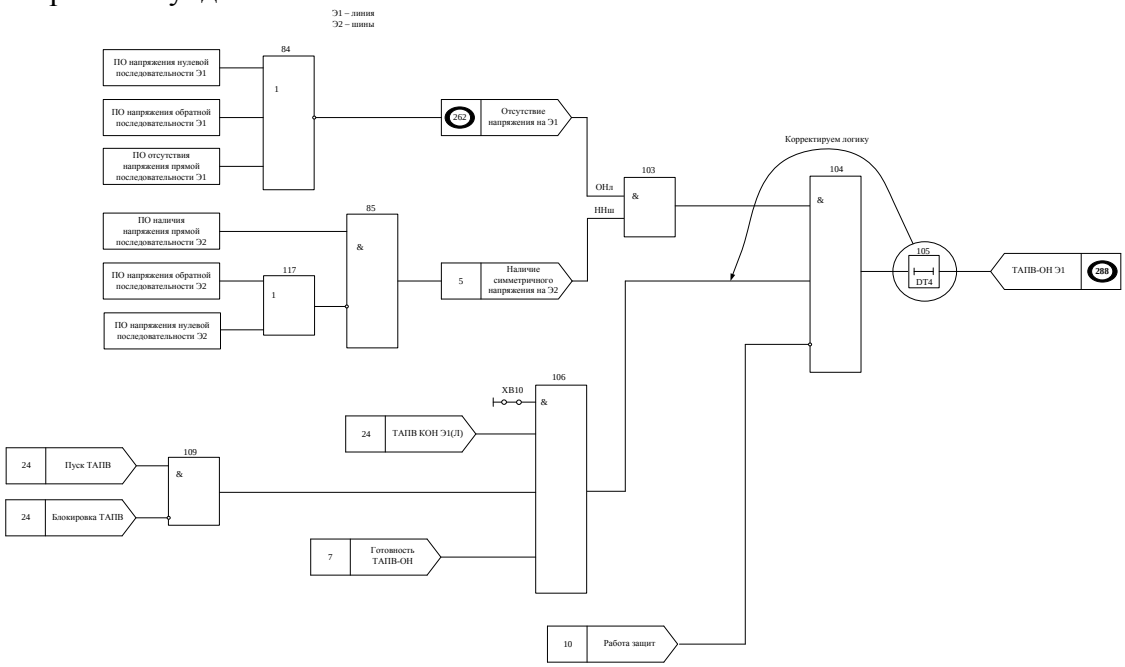


Рис. 3. Структурная схема ТАПВ-ОН и логика контроля напряжений

Ещё один случай аварийного отключения ВЛ 500 кВ РоАЭС-Будённовск произошёл недавно 18.08.2014. Сначала отключилась повреждённая фаза «С» затем произошёл срыв цикла ОАПВ - защиты излишне доотключили две неповреждённые фазы на РоАЭС. На ПС 500 кВ Будённовск ВЛ отключилась действием ДФЗ по факту останова ВЧ передатчика на Ростовской АЭС. В соответствии с рисунком 4, по заданной НПП ЭКРАлогикойпуск ТАПВ ОН на ПС 500 кВ Будённовск осуществляется через 2,148 с (больше всего по длительности

затухает U_{2a}) после отключения трёх фаз (ОТФ). И из осциллограммы мы видим, что три фазы включились только через 4, 952 с вместо заданного времени уставки ТАПВ $t_{ТАПВ}$=2,5 секунды.

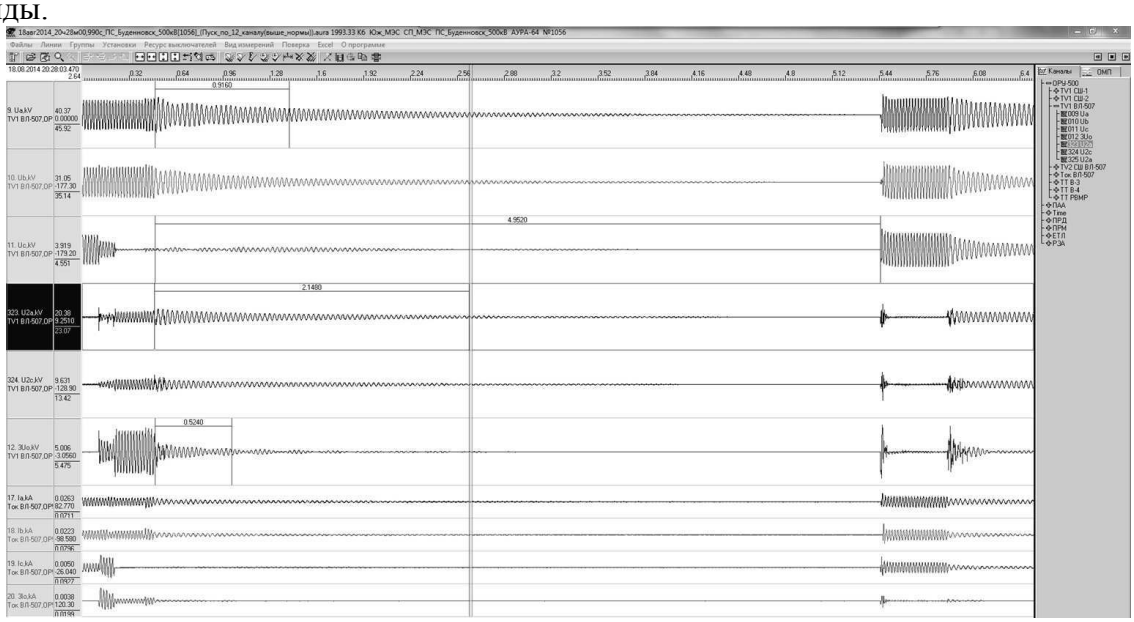


Рис. 4. Аварийное отключение ВЛ 500 кВ РоАЭС-Будённовск 18.08.2014 г.

ВЫВОД: Предлагаю начинать отсчитывать выдержку времени трёхфазного автоматического повторного включения (ТАПВ, таймер DT4) параллельно с проверкой контролей напряжений, а не после того, как проверились контроли по напряжениям запускать выдержку времени ТАПВ. Главное, чтобы выдержка времени была отстроена от времени действия междуфазной (дистанционной) защиты противоположного конца ВЛ, надежно охватывающий всю линию (обычно это вторая ступень $t_{ЗАЩ.II\ СТ}$) и времени деионизации среды $t_{ДС}$ в месте КЗ.

Уставка

$$t_{ср_ТАПВ_ОН} = t_{ЗАЩ_П_СТ} + t_{ДС} - t_{ВВ} + t_{ЗАП} \qquad (1)$$

Здесь $t_{ЗАП}$ следует принимать 0,4 с; $t_{ДС} \cong$ 0,2; 0,3; 0,35; 0,4 с для сетей 330, 500, 750 и 1150 кВ соответственно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Марутов А.И. Резонансные явления на отходящих воздушных линиях 500 кВ от Ростовской АЭС с шунтирующими реакторами (ШР). // Сборник докладов. Электроэнергетика Глазами Молодёжи., г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. Новочеркасск: ЛИК, 2013, Том 2, С.132-136.

2. Журнал Электрические Станции, Режимы работы ВЛ 500 кВ с шунтирующими реакторами, Расковалов Ю.В., Лир Е.А., 2009, №12

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ СЕЛЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ ПРИ ЗАТЯЖНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЛЮБОЙ ТОЧКЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

Е.В. Сергеев
Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
Филиал «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»

Конструктивно некоторые распределительные устройства (РУ) 110 кВ и выше электростанций и подстанций выполняются с применением отдельностоящих трансформаторов тока (ТТ) со значительной длиной провода ошиновки между ТТ и шинными выключателями. На рисунке 1 приведен пример такого исполнения РУ 500 кВ (схема полтора выключателя на присоединение).

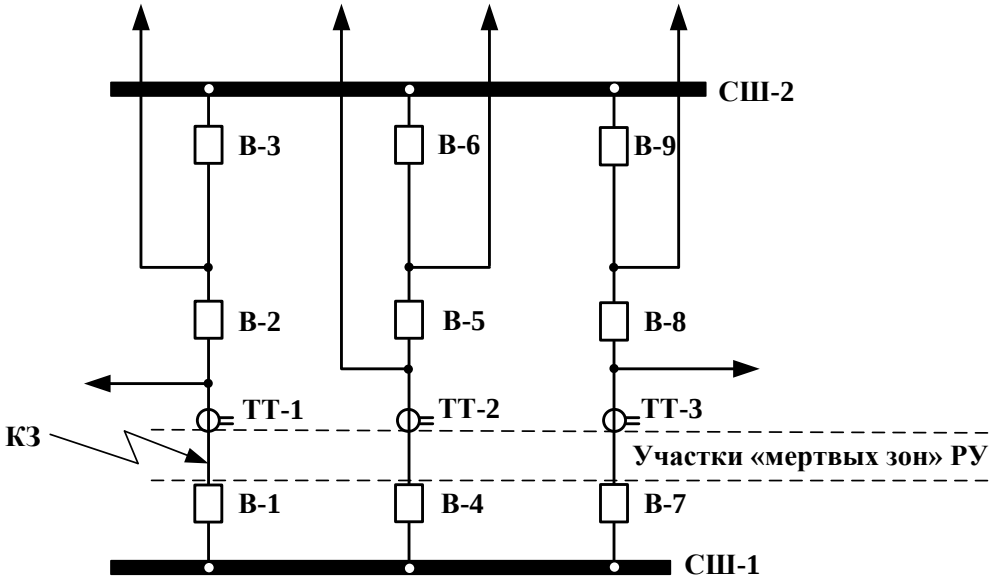


Рис. 1. Схема РУ 500 кВ

На некоторых объектах расстояние между ТТ и шинным выключателем достигает 10 метров.

Рассмотрим возникновение короткого замыкания (КЗ) на участке ошиновки между ТТ-1 и шинным выключателем В-1 для схемы РУ, приведенной на рисунке 1. В первую очередь срабатывают защиты систем шин с действием на отключение шинных выключателей В-1, В-4, В-7, но после их работы КЗ не ликвидируется. Ликвидация КЗ в данном случае происходит только после отключения среднего выключателя В-2 действием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Таким образом, время ликвидации КЗ значительно увеличивается даже не смотря на штатную работу защит и выключателей. Кроме того, так как фактически отказа выключателя не было, в соответствии с требованиями [1], при исследовании динамической устойчивости или выборе настроек противоаварийной автоматики (ПА), необходимо закладываться и на отказ выключателя (в данном примере – это отказ среднего выключателя), что дополнительно увеличит время ликвидации КЗ и количество отключенных электросетевых элементов. В большинстве случаев вышеописанные возмущения являются наиболее тяжелыми с точки зрения обеспечения динамической устойчивости. Участки РУ с ошиновкой между ТТ и выключателем, где возможны данные возмущения, принято называть - «мертвые зоны» РУ.

В случае определения возможности нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования при КЗ в «мертвой зоне» на действующих объектах разрабатываются технические мероприятия по ликвидации данных участков ошиновки

(перенос ТТ и/или выключателей, установка выключателей со встроенными ТТ, установка дополнительных ТТ и другие) или установке специальных быстродействующих защит для ликвидации КЗ в «мертвых зонах» РУ.

В данной статье предлагаются решения по настройке устройств автоматики разгрузки при затяжных КЗ (АРЗКЗ) для селективной работы при КЗ в «мертвых зонах», которые предлагается применять при невозможности выполнения вышеуказанных мероприятий по ликвидации «мертвых зон» или на время до их реализации. Важность селективной работы АРЗКЗ при КЗ в «мертвой зоне» обусловлена необходимостью применения большего объема управляющих воздействий (УВ) чем при других возмущениях.

Рассмотрим по отдельности мероприятия, предлагаемые для повышения селективности АРЗКЗ настраиваемой на работу при однофазных КЗ в «мертвой зоне» и многофазных КЗ на землю в «мертвой зоне».

1. Однофазные КЗ в «мертвой зоне» с отказом выключателя.

Для отстройки АРЗКЗ от однофазных КЗ на ЛЭП, отключаемых действием УРОВ, достаточно применение выдержки времени на срабатывание пускового органа АРЗКЗ, отстроенной от времени отключения КЗ действием УРОВ для данного энергообъекта. При этом уставки на срабатывание пускового органа (по снижению напряжения прямой последовательности или сбросу активной мощности [2]) АРЗКЗ остаются неизменными.

2. Многофазные КЗ на землю.

В большинстве случаев «мертвые зоны» находятся на РУ 330 кВ и выше, где в основном применяются однофазные выключатели с однофазным приводом. В таком случае рассматривается отказ одной фазы выключателя с переходом многофазного КЗ на землю в однофазное. График изменения напряжения при двухфазном КЗ на землю с отказом выключателя представлен на рисунке 2.

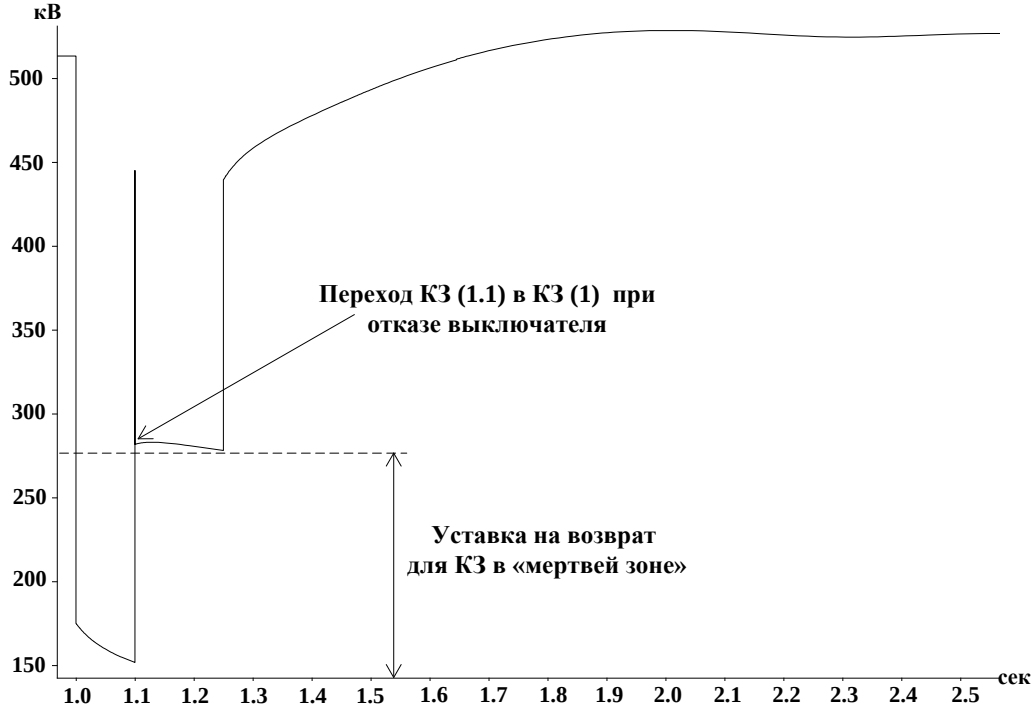


Рис 2. График изменения напряжения на шинах электростанции при двухфазном КЗ на землю на ЛЭП с отказом выключателя

При КЗ в «мертвой зоне» не происходит данного изменения тяжести КЗ и многофазное КЗ остается не ликвидированным на протяжении всего времени отключения КЗ от УРОВ. График изменения напряжения при двухфазном КЗ на землю в «мертвой зоне» представлен на рисунке 3.

При многофазных КЗ требуется настройка АРЗКЗ как на КЗ в «мертвой зоне», так и на КЗ в «мертвой зоне» с отказом выключателя.

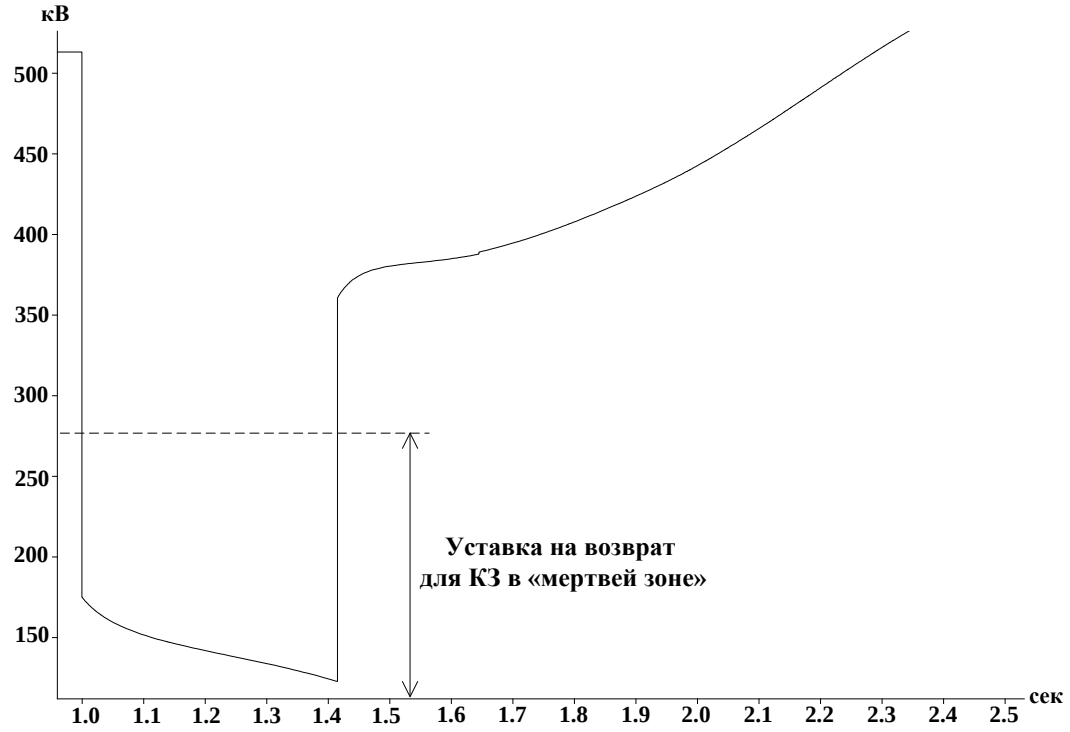


Рис 3. График изменения напряжения на шинах электростанции при двухфазном КЗ на землю в «мертвой зоне» с отказом выключателя

2.1. Многофазные КЗ на землю в «мертвой зоне».

Для отстройки АРЗКЗ от многофазных КЗ на ЛЭП, отключаемых действием УРОВ, предлагается для пускового органа АРЗКЗ дополнительно к уставке на срабатывание по снижению напряжения или сбросу активной мощности задание уставки на возврат, соответствующей однофазному КЗ. На рисунке 2, для примера, на график изменения напряжения на шинах 500 кВ электростанции при двухфазном КЗ на землю с отказом выключателя нанесена граница задания уставки на возврат пускового органа.

При изменении величины снижения напряжения выше выбранной уставки возврата, АРЗКЗ не реализует УВ или реализует меньший объем УВ, если он необходим при возникновении многофазных КЗ на ЛЭП, отключаемых действием УРОВ.

При сохранении величины снижения напряжения в пределах границы уставки возврата, фиксируется наличие КЗ в «мертвой зоне» и АРЗКЗ реализует объем УВ необходимый для сохранения устойчивости при многофазных КЗ на землю в «мертвой зоне». Из рисунка 3 видно, что значение напряжения при КЗ в «мертвой зоне» находится в зоне работы АРЗКЗ.

2.2. Многофазные КЗ на землю в «мертвой зоне» с отказом выключателя.

Дополнительно к уставкам, выбранным в пункте 2.1. вводится выдержка времени на срабатывание пускового органа АРЗКЗ, отстроенная от времени отключения КЗ действием УРОВ для данного энергообъекта, с пуском дополнительных УВ, необходимых для сохранения устойчивости при многофазных КЗ на землю в «мертвой зоне» с отказом выключателя.

Применение вышеуказанных решений, позволяет максимально точно настроить устройство АРЗКЗ на работу при КЗ в «мертвой зоне» и КЗ в «мертвой зоне» с отказом выключателя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технические решения, приведенные в статье, позволяют повысить селективность работы устройств АРЗКЗ, настроенных на КЗ в «мертвых зонах» РУ. Данные технические

решения используются при выборе уставок и конфигурации АРЗКЗ в составе комплексов ПА электрических станций и подстанций ОЭС Юга.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277

2. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1990. 390 с.

ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО С ПРИМЕНЕНИЕМ ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ВСТАВКИ

А.А. Воронин, Н.А. Иванов, А.А. Казанцев.
Самарский государственный технический университет

На современном этапе развития электроэнергетическая отрасль характеризуется ростом электрических нагрузок и генерирующих мощностей. Результатом этих двух взаимно связанных процессов является увеличения уровня токов короткого замыкания при авариях в электрических сетях. Увеличение токов короткого замыкания сопровождается ростом электродинамических и электротермических воздействий на электрооборудование, что приводит к росту их повреждений и как следствие влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Поэтому проблема ограничения токов короткого замыкания является весьма актуальной.

В сетях среднего напряжения 6-10 кВ основными способами ограничения токов короткого замыкания можно считать применения токоограничивающих реакторов, резонансных токоограничителей и полупроводниковые токоограничители. В данной работе рассматривается жидкометаллический токоограничитель.

Рассматриваемый токоограничитель представляет собой компактное электротехническое устройство, является сверхбыстрым средством ограничения пиковых значений тока при появлении их в электрической сети. Токоограничитель состоит из двух твердометаллических электродов, которые совместно с шайбами, керамическими перегородками и медными проводящими пластинами образуют герметичную камеру, содержащую ряд полостей, соединенных капиллярным каналом. Жидкий металл полностью заполняет капиллярный канал и частично камеры большого сечения, оставляя свободный от жидкого металла объем. По бокам расположены демпфирующие сильфоны, обеспечивающие прокачку жидкого металла. Принципиальная схема такого токоограничителя представлена на рисунке 1.

Во время нормальной работы токоограничитель действует как проводник и поэтому не оказывает существенного воздействия на распределительную систему. В токоограничивающем состоянии он фактически вставляет в цепь высокое сопротивление, а именно большое сопротивление паров жидкого металла, сильно ограничивающее величину тока короткого замыкания, протекающего через него.[1]

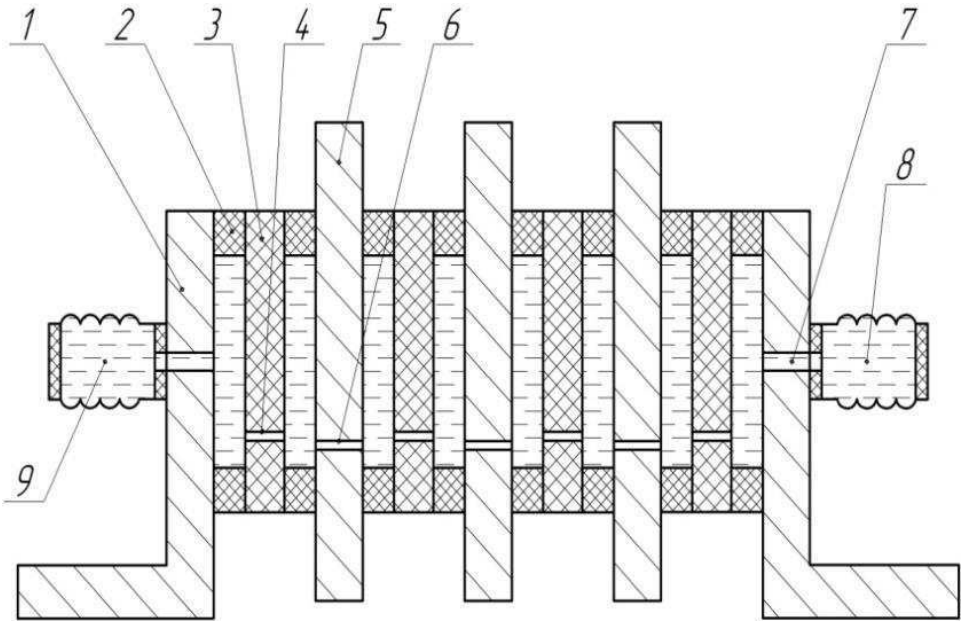


Рис. 1. Принципиальная схема токоограничителя: 1 - твердометаллические электроды, 2 - герметизирующие шайбы, 3 - керамические изоляционные пластины, 4 - отверстия капиллярного сечения, 5 - медные проводящие пластины, 6,7 - сквозные отверстия, 8,9 - демпфирующие сильфоны.

Рассмотрим более подробно процессы, которые происходят в токоограничителе при пиковых значениях тока. Итак, при увеличении тока до величины тока среза токоограничителя жидкий металл в капиллярном канале испаряется, пары металла проходят через объем жидкого металла в полостях большого сечения, охлаждаются и конденсируются. Возникающие при этом дуги отключения в капиллярном канале имеют опорные пятна на жидком металле в полостях большого сечения. Изоляционные поверхности полостей и канала соприкасаются с жидким металлом, являясь хорошим теплоносителем, интенсивно отводят поток тепловой энергии, что уменьшает эрозию каналов, и, следовательно, увеличивает ресурс работы аппарата и позволяет достичь более стабильной величины тока среза. Возникающая в капиллярном канале дуга гасится за счет превышения суммы приэлектродных падений напряжений дуг над напряжением источника.

За счет разброса времени испарения жидкого металла в каналах диафрагм ток плавно спадает, что приводит к малым перенапряжениям. Наличие свободных объемов, не занятых жидким металлом в полостях большего сечения, позволяет значительно снизить уровень давления в межэлектродных каналах токоограничителя. Это повышает надежность его работы и позволяет использовать для их изготовления обычные электротехнические изоляционные материалы (кордиерит, асбоцемент, текстолит и др.).

Выбор жидкого металла проводился по следующим критериям: температура плавления и кипения, удельная теплоемкость и теплота парообразования, теплопроводность и электрическая проводимость, токсичность и химическая активность. Впервые в качестве жидкометаллического токопровода была использована ртуть. Однако пары ртути обладают значительной токсичностью, что и послужило причиной от нее отказаться. Галлий и его сплавы выгодно отличаются от других металлов тем, что они нетоксичны и находятся в жидком состоянии в широком диапазоне температур. Наиболее распространен эвтектический сплав галлий-индий-олово. Сплав серебристого цвета, в котором процентное содержание по массе 67% галлий, 20,5% индий, 12,5% олово. Основные характеристики этого сплава: температура плавления 10,5 ◦С, температура кипения 2000 °С, плотность при 20 °С – $6{,}397 \cdot 10^3$ кг/м^3, удельное электрическое сопротивление при 25 °С – $3{,}06 \cdot 10^{-7}$ Ом·м, коэффициент расширения сплава при затвердевании +1,38%. Ко всему прочему расчеты показали, что эвтектический сплав галлий-индий-олово обеспечивает более чем

шестикратное увеличение номинального тока токоограничителя, по сравнению с ртутью. Поэтому в качестве жидкого металла был выбран сплав Ga(67%)-In(20,5%)-Sn(12,5%).

Для исследования факторов влияющих на величину номинального тока токоограничителя был изготовлен ряд специальных макетных образцов. Конструкция макетного образца токоограничителя приведена на рис. 2.

Макетный образец токоограничителя содержит твердометаллические электроды из медной шины, изоляционную пластину из стеклотекстолита с отверстием по всей ширине пластины задающим длину l2 и диаметр d2 канала. В твердометаллическом электроде выполнено отверстия d1 и установлена расширительная воронка, которая обеспечивает прокачку жидкого металла.

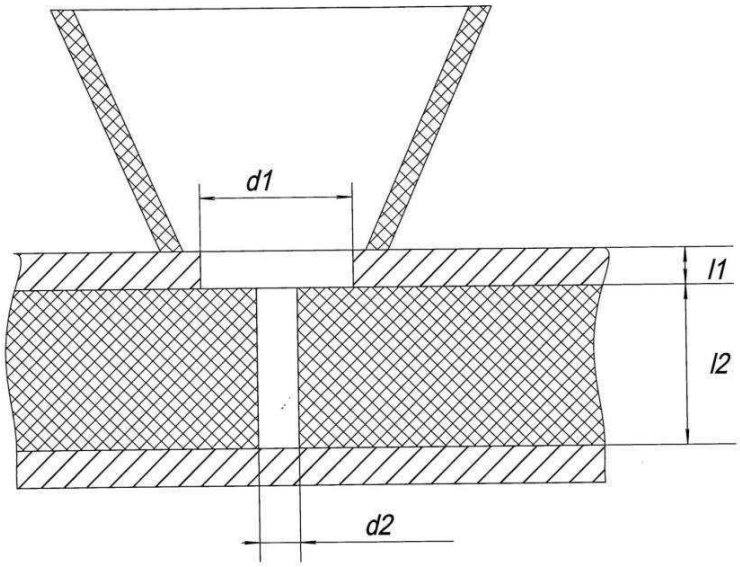


Рис. 2. Макетный образец жидкометаллического токоограничителя: 1 - d1 диаметр токоподводящего канала, 2 - d2 диаметр токоограничивающего канала, 3 - l1 толщина токоподводящей пластины, 4 - l2 длина токоограничивающего канала.

В процессе эксперимента длина и диаметр токоограничивающего канала варьировались. В процессе эксперимента через токоограничитель в течении 150-180 секунд пропускался постоянный ток. Температура жидкого металла в канале измерялась с помощью пирометра. Для каждого сочетания размеров токоограничивающего канала эксперимент проводился для трех разных по величине токов. Номинальным принимался ток, при котором температура жидкого металла в канале, прекращала расти через 120 секунд после начала эксперимента.

Значение номинального тока практически линейно зависит от величины объема жидкого металла в токоограничивающем канале.

В табл. 1 показаны опытные данные для токоведущего канала из эвтектического сплава галлий-индий-олово.

По результатам экспериментов на макете токоограничителя получены зависимости номинального тока аппарата от объема жидкого металла в токоограничивающем канале. Выявлено, что для увеличения величины номинального тока токоограничителя необходимо увеличивать диаметр токоограничивающего канала при неизменной его длине.[2]

Таблица 1. Значения номинального тока токоограничителя.

Длина канала, мм	Номинальный ток токоограничителя, А							
	Диаметр канала 3,5 мм				Диаметр канала 5 мм			
	Расчетное значение, А	Экспериментальное значение, А			Расчетное значение, А	Экспериментальное значение, А		
8	97,5	130/25 ºС	200/27 ºС	270/28 ºС	199,0	190/25 ºС	270/25 ºС	400/25 ºС
16	195,0	130/25 ºС	200/26 ºС	260/29 ºС	398,0	140/25 ºС	200/25 ºС	300/25 ºС
24	292,6	150/27 ºС	200/28 ºС	300/29 ºС	597,0	140/25 ºС	190/26 ºС	300/26 ºС
32	390,0	150/27 ºС	200/28 ºС	530/29 ºС	796,0	210/25 ºС	290/25 ºС	470/29 ºС

Таким образом, делаем вывод, что результаты проведенных исследований позволяют рассматривать схему, содержащую данное токоограничивающее устройство, как работоспособную и допустимую к дальнейшим испытаниям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кулаков П.А., Новиков О.Я., Приходченко В.И. Танаев В.В. Сильноточные предохранители и коммутаторы с жидкометаллическими контактами: учеб.пособие. М.: Информэлектро, 1984. – 52 с.

2. Воронин А.А., Ерофеев И.Р., Кулаков П.А., Серпуховитин М.Е. Экспериментальное исследование токоограничивающего аппарата с жидкометаллическими контактами // Материалы международной научно-практической конференции. Ульяновск, УлГТУ - 2012. Т.2. – С.306-308.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВЛ 110-220 КВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАТУРНЫХ ОПЫТОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПРОВЕДЕННЫХ ОПЫТАХ КЗ НА ВЛ БУРЯТСКОГО УЧАСТКА БАМ

А.В. Корытов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ

Существующие расчетные модели электрических сетей зачастую не соответствуют параметрам реальных физических объектов. Использование таких моделей приводит к недопустимым погрешностям при расчете токов короткого замыкания, при определении места повреждения линий электропередачи. И как следствие некорректно заданным уставкам устройств РЗА и точкам (зонам обхода) места повреждения.

Так при корректировке схемы замещения Бурятского участка БАМ было обнаружено несоответствие удельных параметров линий 220, 110 кВ используемые в проекте и в схеме замещения Бурятского РДУ. Большое влияние при расчете удельных параметров линии оказывает $D_{земли}$ (эквивалентная глубина расположения обратного провода в земле). Согласно актуальных Руководящих указаний по расчету токов КЗ для релейной защиты и

автоматики Dземли принимается равным 1000 м, а по Карте удельного сопротивления земли территории СССР, выполненной на основании контрольных геологических измерений для данного участка составляет в диапазоне 2990 – 4160 м. Поскольку грунт на всем протяжении БАМ не однороден, то какую величину Dз принять в расчете становится очень проблематично. В результате специалисты службы релейной защиты и автоматики Бурятского РДУ пришли к заключению о необходимости проведения опытов короткого замыкания на данном участке.

В 2004 году данные опыты состоялись. Опыты заключались в замере параметров короткого замыкания «своей» и параллельной линии при искусственно созданных коротких замыканиях (однофазного, двухфазного, двухфазного на землю, трехфазного) на обследуемых линиях с помощью встроенных цифровых регистраторов прибора ОМП типа ИМФ-3Р. Объектом исследования стали три линии классом напряжения 220 кВ и одна линия 110 кВ, а именно ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43), ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44), ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47), ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72). Регистрация токов и напряжений короткого замыкания осуществлялась с опорной подстанции ПС 220 кВ Таксимо при искусственно созданных коротких замыканиях с противоположной стороны ВЛ. Схема исследуемого участка сети показана на схеме №1.

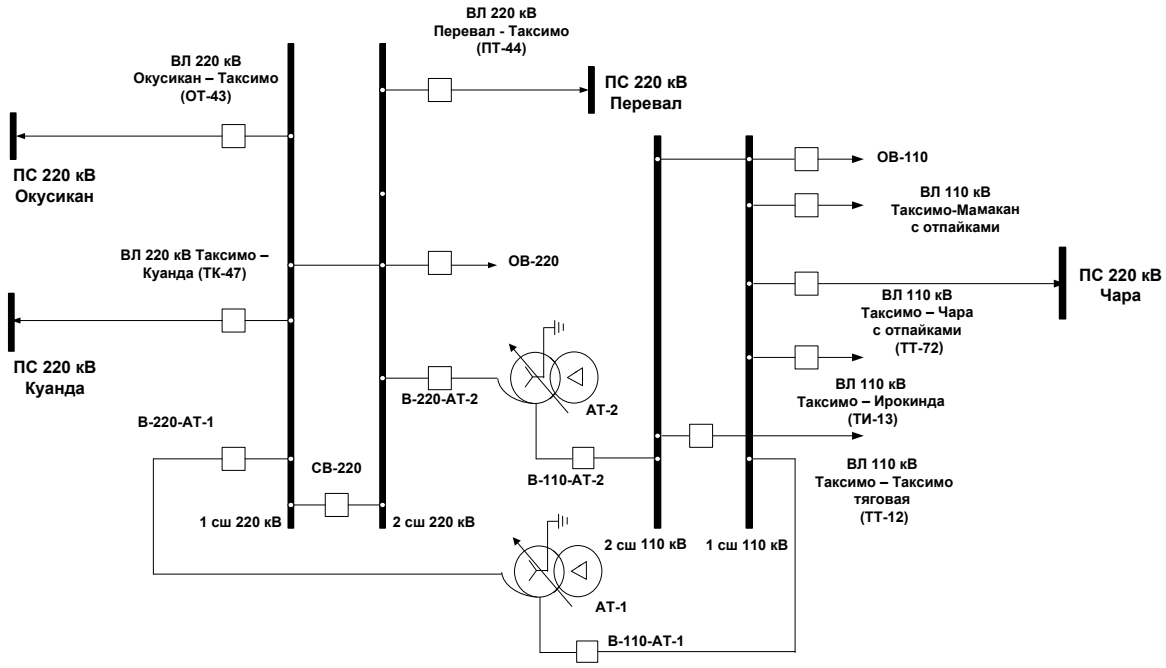


Рис. 1. Схема сети 110, 220 кВ ПС 220 кВ Таксимо

Особенностью данной сети является то, что ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43) и ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44) проходят по одним опорам; ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47) и ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72) также проходят по одним опорам. Прохождение выше указанных линий по местности с неоднородным грунтом и рельефом.

На момент проведения опытов короткого замыкания количество стационарных микропроцессорных регистраторов аварийных событий в энергосистеме Республики Бурятия было ничтожно мало, и на ПС 220 кВ Таксимо также не было возможности регистрации аварийных событий с помощью современных приборов. Поэтому для регистрации параметров короткого замыкания были задействованы приборы ИМФ-3Р, а точнее их внутренний цифровой регистратор.

Для более точного замера параметров короткого замыкания, а также для учета взаимоиндукции параллельных линий использовалось два прибора ИМФ-3Р, устанавливаемых на свою и параллельную линию. Подключение ИМФ-3Р производилось к панели резервных защит по цепям напряжения и тока с использованием значения 3I0

параллельной линии. Для оперативности обработки данных была организована возможность передачи информации с ИМФ-3Р на персональный компьютер (ноутбук) по каналу RS-232 и по средствам программного обеспечения СТАРТ, предлагаемого ЗАО «Радиус Автоматика». Графическое изображение организации схемы подключения приборов типа ИМФ-3Р представлено на рисунке 1.

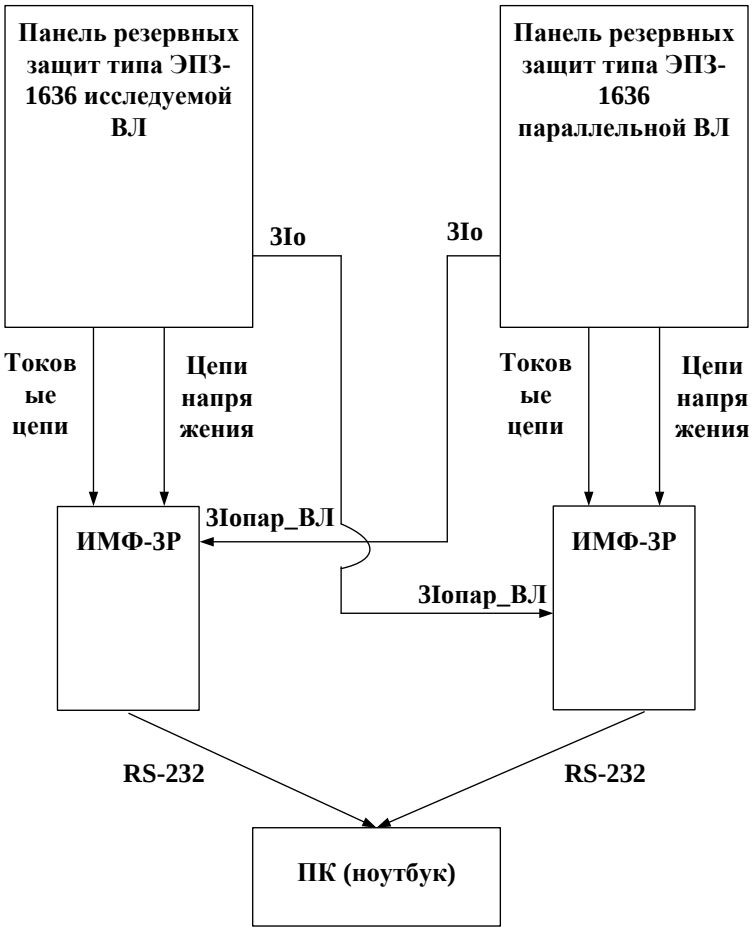


Рис. 2. Организация схемы подключения приборов типа ИМФ-3Р

Сами опыты представляли собой искусственно созданные короткие замыкания на противоположных концах линии с помощью установки переносных заземлений. Практически для каждого вида короткого замыкания, а именно для трехфазного, двухфазного, двухфазного на землю и однофазного, было выполнено по три опыта с целью получения более точного измерения.

Полученные данные опытов были консолидированы и проанализированы. После чего были определены удельные параметры для каждой ВЛ 110, 220 кВ, отходящей от ПС 220 кВ Таксимо.

Рассмотрим расчет удельных параметров линии для ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43), для остальных линий итоговые результаты расчетов представлены в Таблице 1.

Пример расчета удельных параметров для ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43):

1. Опыт трехфазного КЗ:

Длина линии: L = 96,4 км.

$Ua = 32{,}604*e^{j0}$; $Ub = 31{,}394*e^{-j*118.20}$; $Uc = 32{,}032*e^{j*124.10}$;

$Ia = 0{,}644*e^{-j*67.20}$; $Ib = 0{,}779*e^{j*164.10}$; $Ic = 0{,}776*e^{j*43.30}$;

Из опыта трехфазного КЗ определяем удельное сопротивление линии прямой последовательности Z1 (Ом/км):

Для чего используем следующую формулу [1,2]:

$$Z1 = \frac{Uл}{Iл * L} \qquad (1)$$

где, Uл – линейное значение напряжения вместе замера, кВ;

Iл – линейное значение тока вместе замера, кА;

L – длина линии, км;

Z1 – удельное сопротивление линии прямой последовательности, Ом/км.

Из имеющихся исходных данных получаем:

Uab = 47,439 + j*27,668 (кВ) Iab = 0,999 - j*0,807 (кА)

Uac = 50,562 - j*26,524 (кВ) Iac = - 0,315 - j*1,126 (кА)

Ubc = 3,126 - j*54,192 (кВ) Ibc = - 1,314 - j*0,319 (кА)

Согласно формуле (1) получаем,

$$Z1_ab = \frac{(47{,}439 + j * 27{,}668)}{(0{,}999 - j * 0.807) * 96{,}4} = 0{,}158 + j * 0{,}415 \quad (Ом/км)$$

$$Z1_ac = \frac{(50{,}562 - j * 26{,}524)}{(-0{,}315 - j * 1{,}126) * 96{,}4} = 0{,}106 + j * 0{,}495 \quad (Ом/км)$$

$$Z1_bc = \frac{(3{,}126 - j * 54{,}192)}{(-1{,}314 - j * 0{,}319) * 96{,}4} = 0{,}075 + j * 0{,}410 \quad (Ом/км)$$

2. Опыт однофазного КЗ (ф.А):

$Ua = 48{,}840 * e^{j0}$; $Ub = 122{,}100 * e^{-j*108.70}$; $Uc = 119{,}460 * e^{j*109.90}$;

$Ia = 0{,}835 * e^{-j*75.00}$; $Ib = 0{,}039 * e^{j*21.30}$; $Ic = 0{,}036 * e^{j*111.10}$

Из опыта однофазного КЗ определяем удельное сопротивление линии нулевой последовательности Z0 (Ом/км):

Для чего используем следующую формулу [1,2]:

$$Z0 = \frac{\frac{3 * Uф}{Iф} - 2 * Z1 * L}{L} \qquad (2)$$

где, Uф – фазное значение напряжения вместе замера, кВ;

Iф – фазное значение тока вместе замера, кА;

L – длина линии, км;

Z1 – удельное сопротивление линии прямой последовательности (полученное из опыта трехфазного КЗ), Ом/км;

Z0 - удельное сопротивление линии нулевой последовательности, Ом/км.

Из имеющихся исходных данных и согласно формуле (2) получаем,

$$Z0 = \frac{\frac{3 * Ua}{Ia} - 2 * Z1_ab * L}{L} = 0{,}156 + j * 0{,}929 \quad (Ом/км)$$

$$Z0 = \frac{\frac{3 * Ua}{Ia} - 2 * Z1_ac * L}{L} = 0{,}26 + j * 0{,}767 \quad (Ом/км)$$

$$Z0 = \frac{\frac{3 * Ua}{Ia} - 2 * Z1_bc * L}{L} = 0{,}322 + j * 0{,}939 \quad (Ом/км)$$

3. Опыт двухфазного КЗ (ф.АВ):

$Ua = 70{,}114 * e^{j0}$; $Ub = 72{,}072 * e^{-j*45.30}$; $Uc = 131{,}692 * e^{j*157.70}$;

$Ia = 0{,}668 * e^{-j*5.8}$; $Ib = 0{,}683 * e^{j*170.20}$; $Ic = 0{,}032 * e^{-j*106.30}$

Из опыта двухфазного КЗ определяем удельное сопротивление линии прямой последовательности Z1 (Ом/км):

Для чего используем следующую формулу [1,2]:

$$Z1 = \frac{Uл}{Iл * L} \qquad (3)$$

где, Uл – линейное значение напряжения вместе замера, кВ;

Iл – линейное значение тока вместе замера, кА;

L – длина линии, км;

Z1 – удельное сопротивление линии прямой последовательности, Ом/км.

Согласно формуле (3) получаем,

$$Z1_ab = \frac{(Uab)}{Iab * L} = 0{,}094 + j * 0.41 \quad (Ом/км)$$

4. Опыт двухфазного КЗ на землю (ф.АВ):

$Ua = 43{,}472 * e^{j0}$; $Ub = 46{,}024 * e^{-j*76.40}$; $Uc = 102{,}366 * e^{j*143.00}$;

$Ia = 0{,}804 * e^{-j*55.10}$; $Ib = 0{,}816 * e^{-j*170.70}$; $Ic = 0{,}008 * e^{-j*16.40}$

Из опыта двухфазного КЗ на землю определяем удельное сопротивление линии нулевой последовательности Z0 (Ом/км):

Для чего используем следующую формулу [1,2]:

$$Z0 = \frac{1.5 * (Ia * Z1 + Ub)}{Ia - \frac{Ua - Ub}{2 * Z1}} - 2 * Z1 \qquad (4)$$

где, Ua (Ub) – фазное значение напряжения поврежденной фазы А вместе замера, кВ;

Ia (Ib) – фазное значение тока в поврежденной фазе А (В) вместе замера, кА;

Z1 – удельное сопротивление линии прямой последовательности (полученное из опыта трехфазного, двухфазного КЗ), Ом/км;

Z0 - удельное сопротивление линии нулевой последовательности, Ом/км.

Из имеющихся исходных данных и согласно формуле (4) получаем, Z0 = 0,314 + j*1,031 Ом/км.

Таблица 1.

Линия \ Вид КЗ		Трехфазное КЗ	Двухфазное КЗ	Однофазное КЗ	Двухфазное КЗ на землю
ВЛ-72	Z1, Ом/км	0,114 + j 0,434	-	-	-
		0,102 + j 0,419	0,098 + j 0,432	-	-
		0,095 + j 0,437	-	-	-
	Z0, Ом/км	-	-	0,346 + j 1,230	-
		-	-	0,370 + j 1,259	0,362 + j 1,346
		-	-	0,385 + j 1,223	-
ВЛ-47	Z1, Ом/км	0,118 + j 0,420	Опыт не проводился	-	-
		0,086 + j 0,420		-	-
		0,103 + j 0,448		-	-
	Z0, Ом/км	-		0,355 + j 1,253	0,842 + j 1,428
		-		0,420 + j 1,252	0,713 + j 0,977
		-		0,386 + j 1,196	0,619 + j 1,149
ВЛ-43	Z1, Ом/км	0,158 + j 0,415	-	-	-
		0,075 + j 0,410	0,094 + j 0,410	-	-
		0,106 + j 0,495	-	-	-
	Z0, Ом/км	-	-	0,156 + j 0,929	-
		-	-	0,322 + j 0,939	0,341 + j 1,031
		-	-	0,260 + j 0,767	-
ВЛ-44	Z1, Ом/км	0,122 + j 0,435	-	-	-
		0,099 + j 0,409	0,089 + j 0,409	-	-
		0,086 + j 0,440	-	-	-
	Z0, Ом/км	-	-	0,192 + j 0,837	
		-	-	0,237 + j 0,889	0,198 + j 0,889
		-	-	0,262 + j 0,827	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: Опыты короткого замыкания показали, что полученные входе проведенных опытов КЗ значения соответствуют, в пределах арифметической погрешности, значениям принятым службой РЗА Филиала ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ в качестве расчетных значений удельных параметров ВЛ. Поэтому для актуализации удельных параметров линии в местностях с неоднородным грунтом, сложными параллельными связями целесообразно проводить опыты короткого замыкания. Зафиксированные в момент короткого замыкания токи и напряжения, известное расстояние до места повреждения позволяют идентифицировать параметры ЛЭП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.И. Айзенфельд. Методы определения мест короткого замыкания на воздушных линиях электропередачи при помощи фиксирующих приборов., Москва, 1974 г.

2. ОРГРЭС. Методика технического обслуживания и применения фиксирующих индикаторов ИМФ-1, ИМФ-2 и ИМФ-3 для определения мест повреждения в электрических сетях., Москва, 1986 год.

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ МАКСИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ ПРИ КАЧАНИЯХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРАВИЛЬНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ

А.В. Павлов
ООО НПП «ЭКРА»

Анализу работы функции блокировки при качаниях (БК) посвящено большое количество литературы [1], [2], [3], [4]. Как известно [3], [4] имеются различные исполнения устройств, выявляющие качания и пускающих или блокирующие дистанционную защиту (ДЗ) в зависимости от способа исполнения. При этом, как отмечается в [1], преимущественное развитие в условиях интенсивного внедрения микропроцессорной техники получили устройства (функции) выполнения БК, основанные на выявлении асинхронных режимов (АР) путем фиксации скорости $\underline{V}$ изменения сопротивления $\underline{Z}$(«$\Delta Z/\Delta t$»). В то же время отмечается, что в материалах основных производителей устройств защиты отсутствуют четкие рекомендации по выбору параметров БК. Несмотря на то, что автором указанной статьи (Шнеерсоном Э.М.) проведена большая работа по определению предельных возможностей функции БК по выявлению АР, которая во многом позволяет оценить возможности использования функции БК по принципу «$\Delta Z/\Delta t$» для блокирования ДЗ, остается еще ряд вопросов требующих уточнения и дополнительного освещения в технической литературе. К таким вопросам относятся вопросы о наиболее целесообразных характеристиках срабатывания (ХС) дистанционной защиты с точки зрения обеспечения надежного функционирования в условиях АР, а также вопросы исследование возможности реализации функции БК без построения дополнительных характеристик, охватывающих на определенных расстояниях основные характеристики и др.

В первом случае вопрос имеет актуальность, поскольку, как будет показано далее, максимальная скорость, определяющая надежное функционирование устройства БК может оказаться больше, чем скорость, определяемая выражением

$$V_R = \frac{X_\Sigma}{2}\cdot\pi\Delta f\cdot\left[\frac{4(R_a - R_1)^2}{X_\Sigma{}^2} + 1\right], \qquad (1)$$

где $X_\Sigma = \mathrm{Im}(\underline{Z}_г + \underline{Z}_с)$; $R_a = 0{,}5\cdot\mathrm{Re}(\underline{Z}_с - \underline{Z}_г)$; $\underline{Z}_г$ – полное сопротивление генератора, $\underline{Z}_с$ – полное сопротивление системы; Δf - максимальная разность частот, соответствующая

граничному условию ресинхронизации; R_1 – активное сопротивление соответствующее точке пересечения годографа сопротивлений с ХС дистанционной защиты.

При этом отличие значения, рассчитанного по формуле (1) от максимально возможного значения, в основном определяется формой характеристики срабатывания защиты и способом реализации функции БК.

Во втором случае вопрос о необходимости использования дополнительных характеристик актуален как с точки зрения повышения быстродействия защиты, так и уменьшения вычислительных ресурсов терминала, однако, в данной статье данный вопрос не рассматривается.

Покажем, что значение скорости, рассчитанной по формуле (1) может быть не максимальной. Для этого обратимся к [1], [2] и [3]. Как известно формула (1) соответствует скорости в точке пересечения годографом $\underline{Z}$ характеристики срабатывания защиты в АР при равенстве ЭДС генератора $E_г$ и системы E_c, (при $q = E_c/E_г = 1$). Однако, скорость определяемая выражением (1), может оказаться не максимальной по отношению к скорости в другой точке характеристики срабатывания ДЗ. Действительно, вывод о максимуме линейной скорости, приведенный в [1], следует из анализа скорости, определяемой выражением

$$\underline{V} = -j\frac{2\pi\Delta f(\underline{Z} - \underline{Z}_c)(\underline{Z} + \underline{Z}_г)}{Z_\Sigma}, \qquad (2)$$

а не выражением (1). Причем, он справедлив только в том случае, если точка $\underline{Z}$, входящая в выражение (2) лежит не на характеристике срабатывания, а на дуге окружности, определяемой уравнением [5]

$$\left[R - \left(\frac{Z_\Sigma}{2\sin(\delta)}\cdot\sin(\varphi_\Sigma+\delta) - R_г\right)\right]^2 + \left[X + \left(\frac{Z_\Sigma}{2\sin(\delta)}\cdot\cos(\varphi_\Sigma+\delta) + X_г\right)\right]^2 = \left[\frac{Z_\Sigma}{2\sin(\delta)}\right]^2, \qquad (3)$$

где $\varphi_\Sigma = \arg(\underline{Z}_\Sigma)$.

Тем не менее, следует отметить, что в большинстве случаев использование выражения (1) не оказывает значительной погрешности на оценку максимальной скорости изменения сопротивления.

Для проверки приведенных соображений достаточно в формулу (2) подставить уравнение $\underline{Z}$, описывающее граничную линию характеристики срабатывания, рассчитать скорость по выражению (1) и сравнить полученные результаты. Поскольку, далее, проверка будет выполнена как для прямоугольных, так и для круговых характеристик срабатывания, для которых использование выражения (1) может оказаться затруднительным, ниже приводятся расчетные выражения, упрощающие использование выражение (1) для круговых характеристик.

Как видно из выражения (1) для определения скорости V_R, необходимо знать не только параметры сети, но и максимальную разность частот Δf, а также сопротивление R_1, соответствующее точке пересечения годографа сопротивлений при $q = 1$ с характеристикой срабатывания. В случае прямоугольной характеристики срабатывания определение R_1 не вызывает затруднений. Для круговой характеристики сопротивление R_1 может быть определено различными способами: графически, путем решения системы двух нелинейных уравнений

$$\begin{cases} R_o\cos(\varphi) + Z_o\cos(\varphi_{мч}) = R_a + \dfrac{X_\Sigma}{2}\operatorname{ctg}\left(\dfrac{\delta}{2}\right) \\ R_o\sin(\varphi) + Z_o\sin(\varphi_{мч}) = X_a - \dfrac{R_\Sigma}{2}\operatorname{ctg}\left(\dfrac{\delta}{2}\right) \end{cases}, \qquad (4)$$

где R_o – радиус круговой характеристики срабатывания дистанционной защиты, Ом; Z_o – расстояние до центра окружности характеристики срабатывания ДЗ, Ом; $\varphi_{мч}$ – угол максимальной чувствительности, рад; φ – угол, соответствующий точке пересечения

годографа сопротивления при качаниях с ХС при q = 1; $\delta = \arg(E_г/E_с)$ – разность фаз ЭДС генератора и системы.

либо аналитически из равенства

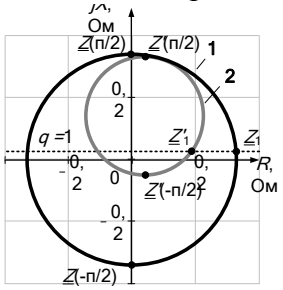
$$R_1 = R_o\cos(\varphi) + Z_o\cos(\varphi_{мч}), \tag{5}$$

при условии, что

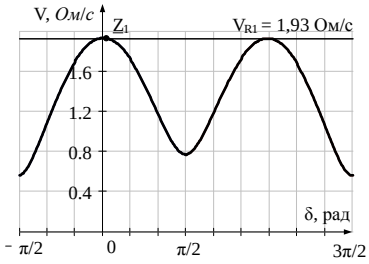
$$\varphi = \arcsin\left(\frac{b}{R_o\sqrt{1+k^2}}\right) + \varphi_0, \tag{6}$$

где $k = -R_\Sigma/X_\Sigma$ – коэффициент линейной составляющей; $b = -k[R_a - Z_o\cos(\varphi_{мч})] + [X_a - Z_o\sin(\varphi_{мч})]$ – коэффициент постоянной составляющей; $\varphi_0 = \operatorname{arctg}(k)$ – постоянный угол, рад.

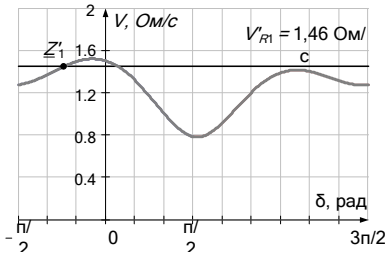
Формулы (5) и (6) могут быть выведены из геометрических соображений с учетом (4). Поэтому их вывод здесь не приводится. Таким образом, использование выражения (1) при условии, что известна максимальная разность частот Δf, теперь не вызывает затруднений. Отметим, что определение максимальной разности частот Δf, соответствующей граничному условию ресинхронизации представляет собой весьма сложную задачу и здесь не рассматривается. Поэтому для проверки приведенных выше соображений в качестве расчетной принята разность Δf = 1 Гц, а сама проверка выполнена для круговых (рисунок 1, а) и прямоугольных (рисунок 2, а) характеристик срабатывания с центром и охватом начала координат.



а) характеристика срабатывания

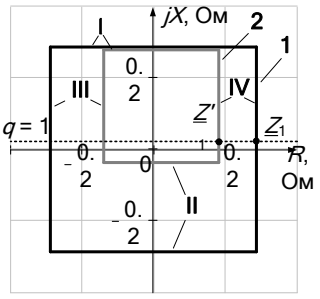


б) скорость на граничной линии характеристики 1

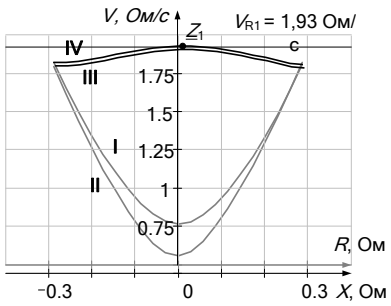


в) скорость на граничной линии характеристики 2

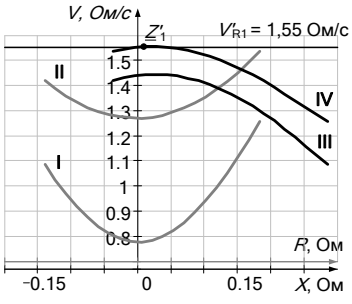
Рис. 1. К определению максимальной скорости для круговых характеристик срабатывания ДЗ



а) характеристика срабатывания



б) скорость на граничных линиях характеристики 1



в) скорость на граничных линиях характеристики 2

Рис. 2. К определению максимальной скорости для прямоугольных характеристик срабатывания ДЗ

При построении были приняты следующие параметры: ЭДС генератора и системы $E_г = E_с = 10{,}4$ кВ, сопротивление генератора, соответствующее разности частот Δf = 1 Гц

(скольжению s = 0,02) [6] равное $\underline{Z}_г = jX'_d = j0{,}561$ Ом, сопротивление системы $\underline{Z}_c = \underline{Z}_s + \underline{Z}_т$, где $\underline{Z}_s = j0{,}245$ Ом, а сопротивление трансформатора $\underline{Z}_т = j0{,}192$ Ом.

Годографы скорости (рисунок 1 б, в и рисунок 2 б, в) были построены на основании уравнений граничных линий соответственно для круговых

$$Z(\varphi) = R_o e^{j\varphi}; \quad Z'(\varphi) = R'_o e^{j\varphi} + \underline{Z}'_o \tag{7}$$

где $R_o = Z_{ср}$, сопротивление $Z_{ср}$ принято равным $Z_{ср} = 1{,}5Z_т$; $R'_o = 0{,}5(Z_{ср}+Z_{см})$, сопротивление $Z_{см}$ принято равным $Z_{см} = 0{,}12Z_{ср}$; $\underline{Z}'_o = 0{,}5(Z_{ср} - Z_{см})e^{j\varphi_{мч}}$.

и прямоугольных характеристик

$$\begin{cases} Z_I(r) = jR_o + r \\ Z_{II}(r) = -jR_o + r \\ Z_{III}(x) = -R_o + jx \\ Z_{IV}(x) = R_o + jx \end{cases}; \quad \begin{cases} Z'_I(r) = jR'_o + r + \underline{Z}'_o \\ Z'_{II}(r) = -jR'_o + r + \underline{Z}'_o \\ Z'_{III}(x) = -R'_o + jx + \underline{Z}'_o \\ Z'_{IV}(x) = R'_o + jx + \underline{Z}'_o \end{cases} \tag{8}$$

Здесь и далее штрихом обозначены уравнения граничных линий характеристик с охватом начала координат, а без штриха – с центром в начале координат. Для сравнительной оценки полученных результатов для каждой из характеристик по выражению (1) была определена скорость V_{R1} и V'_{R1}, соответствующая точке пересечения годографа с характеристикой срабатывания при q = 1.

Как видно (рисунок 1, в) для круговой характеристики срабатывания с охватом начала координат скорость в точке $\underline{Z}'_1$, определяемая выражением (1) не является максимальной. Вообще говоря, для остальных характеристик максимум скорости также достигается не в точках $\underline{Z}_1$ и $\underline{Z}'_1$. Однако, разница между максимальной скоростью и скоростью в точке V_{R1} настолько мала, что на рисунках этого практически не видно.

Тем не менее, полученные результаты свидетельствуют о справедливости изложенных соображений. Таким образом, несмотря на то, что в большинстве случаев выражение (1) можно использовать для ориентировочной оценки значения максимальной скорости изменения сопротивления при качаниях, в некоторых случаях может потребоваться его уточнение. Следует отметить, что полученные результаты справедливы и при $\Delta f > 1$.

Дополнительно отметим, что, как показано в [7], при выборе характеристики срабатывания со смещением срабатывания защиты при потере устойчивости может вовсе не происходить. В первую очередь это обусловлено тем, что сопротивление генератора зависит от скольжения, или что то же самое – от разности частот Δf. Так, уже при сопротивлении $\underline{Z}_г = jX'_d = j0{,}561$ Ом годограф сопротивления, построенный при q = 1 (обозначенный на рисунках 1, а и 2, а пунктирной линией), вовсе не будет проходить через характеристику срабатывания защиты с охватом начала координат (смещением). Следовательно, можно сделать вывод, что в условиях АР наиболее целесообразно использование прямоугольных характеристик с охватом начала координат. Тем не менее, использование других характеристик может оказаться целесообразным в иных условиях. Так использование круговых характеристик позволяет снизить вычислительные ресурсы терминала без значительного нарушения правильного функционирования ДЗ в условиях АР. Для этого в формуле (1) можно ввести дополнительный множитель, учитывающий отличие максимальной скорости от скорости, рассчитанной по формуле (1). Таким образом, результаты, полученные в данной статье, следует рассматривать как справочные, требующие учета лишь в определенных случаях.

Следует также отметить, что указанные соображения приведены применительно к дистанционной защите генераторов. Однако, аналогичные рассуждения могут быть проведены и для ДЗ линий и трансформаторов.

В заключение отметим основные выводы:

1. Максимум линейной скорости изменения сопротивления в условиях АР по отношению к скорости на граничной линии характеристики срабатывания ДЗ не обязательно достигается при q = 1.

2. В условиях АР наиболее целесообразно использование характеристик срабатывания дистанционной защиты генератора с охватом начала координат.

3. Приведены аналитические выражения (5) и (6), упрощающие использование расчетных формул в случае круговых характеристик срабатывания ДЗ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Шнеерсон Э.М. Обеспечение правильного функционирования дистанционных защит в асинхронных режимах электрических систем // Релейщик. 2009 №2. С.24-29.
2. Шнеерсон Э.М., Шалимов А.С. Критерии отстройки дистанционных защит с контролем скорости изменения сопротивления от качаний и асинхронных режимов электрической системы. // Электрические станции. 2008 №11. С.38-41.
3. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.
4. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. М.: Энергия. 1976. 560 с.
5. Фабрикант В.Л. Дистанционная защита: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Высш. школа. 1978. 215 с.
6. Вольдек А.И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. Заведений. - 3-е изд., перераб. Л.: Энергия, 1978. 832 с.
7. Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. Москва. 1957. 344 с.

FEATURES OF TRANSIENTPROCESS OF THE SHORT-CIRCUIT CURRENT LIMITER

V.G. Dan'ko, E.V. Goncharov
National Technical University,
Kharkiv Polytechnic Institute

Let's consider the short-circuit (SC) current limiter (SCCL) of inductive type with high temperature superconducting (HTSC) screen and HTSC winding which together with the magnetic core are located in general cryostat and are cooled by liquid nitrogen as shown on figure 1.

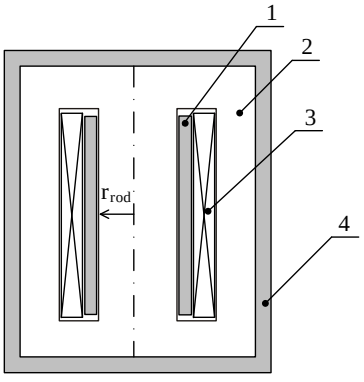


Fig. 1 Constructive schema of SCCL of inductive type: 1 – HTSC screen, 2 – magnetic core, 3 – HTSC winding, 4 – cryostat

SCCL series connected to load and in a normal operating mode (a nominal mode) through it flows a current of load i_n which is defined by nominal voltageu_n and full resistance of loadZ_l (fig.2*a*).

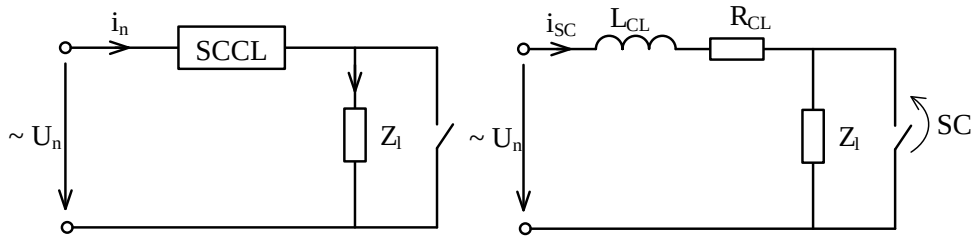


Fig. 2 Equivalent circuit of insertion SCCL in the electric grid: *a*) – before occurrence SC (t = 0); b) – at occurrence SC (t = + 0)

Taking into account that the voltage drop on the current limiter does not exaggerate 3-5 % from u_n and character of a voltage drop only inductive, it is possible to count, that $i_n = u_n/Z_l$.

Thus, at the moment of sudden SC (fig.2b) entry conditions will be such: $i_{n0} = I_{nm}\sin(\psi_u - \varphi_l)$, where $I_{nm} = U_{nm}/Z_l$, ψ_u – initial phase SC, φ_l – angle of load.

But process of sudden SC becomes complicated that at increase of a current that flows through the current limiter intensity of a magnetic field on the surface of HTSC screen increases and at achievement of its critical valueH_{cr} it loses diamagnetic properties, and also superconductivity of a HTSC winding can be lost when current achieves critical valueI_{cr}. Both the first and the second changes inductance of the current limiter and resistance of its winding, and it results in change of time constant and impedance of the current limiter.

All above-stated gives the basis to divide transitive process in HTSC SCCL at sudden SC on such phase:

1) from an initial current$i_{n0} = I_{nm}\sin(\psi_u - \varphi_l)$ to loss of diamagnetic property of HTSC screen (or to loss of superconductivity of HTSC winding);

2) from loss of diamagnetic properties of HTSC screen to loss of superconductivity of HTSC winding (or on the contrary from loss of superconductivity of HTSC winding to loss of diamagnetic properties of HTSC screen);

3) from loss of all displays of superconductivity to the fixed current in an electric grid.

Realization of this or that variant is defined by selection of HTSC materials for the screen and a winding.

Intensity of a magnetic field on surface of HTSC screen B_{scr} is defined by a current and quantity of rows n HTSC winding [1]. Therefore, knowing critical inductionB_{cr} for HTSC material of the screen, it is possible to realize the first variant, having accepted such number of rows n of HTSC winding thatitB_{cr} was reached at$I = (2{,}5–3)I_{nm}$. Thus critical value of a current should be$I_{cr} = (4–5)\ I_{nm}$, that guarantees normal work of SCCL at possible fluctuations of a current in the electric grid.

The second variant occurs, if critical value of currentI_{cr} will be on equal $(2{,}5–3)\ I_{nm}$, andB_{cr} for the screen at reaching by a current $(4–5)I_{nm}$.

The first phase is identical to both variants. Its parameters:R_{CL1} – resistance of HTSC winding, L_{CL1} – inductance of the current limiter and $Z_{CL1} = \sqrt{R_{CL1}^2 + (2\pi f\ L_{CL1})^2}$ – impedance of current limiter – are defined thus.

$R_{CL1} = P_0/I_n^2$, where P_0 – total losses in a superconducting winding at magnetic reversal;

$L_{CL1} = w\Phi/I_n$, where w – number of turns of HTSC winding, Φ – magnetic flux of dispersion which at number of rows n of a windingis equaled $\Phi = \mu_0 I_n n^2 \frac{b_w}{a_w}\pi r_{rod}$, where a_w – width of a wire, b_w – thickness of a wire.

The solution at the first phase can be presented as $i_{cr1} = i_{fix1} + i_{fr1}$, where fixed current $i_{fix1} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\omega t + \psi_u - \varphi_{CL1})$ and free component i_{fr1} is determined from the differential equation $L_{CL1} \frac{di_{fr1}}{dt} + R_{CL1} i_{fr1} = 0$, that gives in a general view $i_{fr1} = A_1 e^{-\frac{R_{CL1}}{L_{CL1}} t}$.

Thus $i_{cr1} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\omega t + \psi_u - \varphi_{CL1}) + A_1 e^{-\frac{R_{CL1}}{L_{CL1}} t}$.

From entry conditions a constant of integration $A_1 = I_{nm} \sin(\psi_u - \varphi_l) - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\psi_u - \varphi_{CL1})$.

Finally $i_{cr1} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\omega t + \psi_u - \varphi_{CL1}) +$

$$+ \left[I_{nm} \sin(\psi_u - \varphi_l) - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\psi_u - \varphi_{CL1}) \right] e^{-\frac{R_{CL1}}{L_{CL1}} t},$$

where $\varphi_{CL1} = \operatorname{arctg} \frac{2\pi f L_{CL1}}{R_{CL1}}$.

Depending on initial phase SC change of a current will be such

At $\psi_u = 0$ $i_{cr1} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\omega t - \varphi_{CL1}) +$

$$+ \left[I_{nm} \sin(-\varphi_l) - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(-\varphi_{CL1}) \right] e^{-\frac{R_{CL1}}{L_{CL1}} t}, \quad (1)$$

At $\psi_u = \pi/2$

$$i_{cr1} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \cos(\omega t - \varphi_{CL1}) + \left[I_{nm} \cos\varphi_l - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \cos\varphi_{CL1} \right] e^{-\frac{R_{CL1}}{L_{CL1}} t}, \quad (2)$$

Irrespective of variant of sequence of transient the second phase begins at achievement by a current i_{cr1} value (2,5–3) I_{nm}. Substituting this value in formulas (1), (2) we determine time of the ending (duration) of the first phase t_{cr1}.

Accordingly, the initial phase of voltage for the second phase of transient increases on ωt_{cr1}, in particular the decision in a general view will be such

$$i_{cr2} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \sin(\omega t + \omega t_{cr1} + \psi_u - \varphi_{CL2}) + A_2 e^{-\frac{R_{CL2}}{L_{CL2}} t},$$

where readout on timet begins from zero: $0 \le t \le t_{cr2}$, where t_{cr2} – time of the ending of the second phase.

From entry conditions for the second phase: at $t = 0$ $i_{cr2} = (2{,}5–3)\, I_{nm}$– determine $A_2 = (2{,}5-3)I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\sin(\omega t_{cr1} + \psi_u - \varphi_{CL2})$.

Final change of a current at second stage of SC will be such

$$i_{cr2} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\sin(\omega t + \omega t_{cr1} + \psi_u - \varphi_{CL2}) +$$

$$+\left[(2{,}5-3)I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\sin(\omega t_{cr1} + \psi_u - \varphi_{CL2})\right] e^{-\frac{R_{CL2}}{L_{CL2}}t}.$$

Parameters R_{CL2}, L_{CL2}, Z_{CL2}, φ_{CL2} for the first variant are such:

$R_{CL2} = R_{CL1}$; $L_{CL2} = \frac{wB_{sat}\pi r_{rod}^2}{(2{,}5-3)I_{nm}}$; $Z_{OC2} = \sqrt{R_{OC1}^2 + (2\pi f\, L_{OC2})^2}$;

$\varphi_{CL2} = \operatorname{arctg}\frac{2\pi f\, L_{CL2}}{R_{CL1}}$, for the second variant –

$R_{CL2} = \rho_w \frac{w 2\pi r_{rod}}{S_w}$; $L_{CL2} = L_{CL1}$; $Z_{CL2} = \sqrt{R_{CL2}^2 + (2\pi f\, L_{CL1})^2}$;

$\varphi_{CL2} = \operatorname{arctg}\frac{2\pi f\, L_{CL1}}{R_{CL2}}$.

At $\psi_u = 0$ $i_{cr2} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\sin(\omega t + \omega t_{cr1} - \varphi_{CL2}) +$

$$+\left[(2{,}5-3)I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\sin(\omega t_{cr1} - \varphi_{CL2})\right] e^{-\frac{R_{CL2}}{L_{CL2}}t};$$

At $\psi_u = \pi/2$ $i_{cr2} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\cos(\omega t + \omega t_{cr1} - \varphi_{CL2}) +$

$$+\left[(2{,}5-3)I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}}\cos(\omega t_{cr1} - \varphi_{CL2})\right] e^{-\frac{R_{CL2}}{L_{CL2}}t}.$$

At the third phase in connection with loss of diamagnetism of the HTSC screen and superconductivity of HTSC winding parameters of SCCL with a sufficient degree of accuracy can be accepted as such $R_{CL3} = \rho_w \frac{w 2\pi r_{rod}}{S_w}$; $L_{CL3} = \frac{wB_{sat}\pi r_{rod}^2}{(4-5)I_{nm}}$;

$Z_{CL3} = \sqrt{R_{CL3}^2 + (2\pi f\, L_{CL3})^2}$; $\varphi_{CL3} = \operatorname{arctg}\frac{2\pi f\, L_{CL3}}{R_{CL3}}$.

If transitive process will reach to the third phase (and it can not take place) its entry conditionsi_{cr3} = (4–5) I_{nm} att = 0 where readout of time t is begun from zero: 0 ≤t ≤t_{cr3} (time of the ending of the third phase). The initial phase of a voltage increases onωt_{cr2}, namely the solution in a general view will be such

$$i_{cr3} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL3}} \sin\left(\omega t + \omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) + \psi_u - \varphi_{CL3}\right) + A_2 e^{-\frac{R_{CL3}}{L_{CL3}} t}.$$

From entry conditions for the third phase it is determined

$A_3 = (4-5) I_{нм} - \frac{U_{нм}}{Z_{OC3}} \sin\left(\omega\left(t_{к1} + t_{к2}\right) + \psi_u - \varphi_{OC3}\right)$, and change of a current at third phase of SC will be such

$$i_{cr3} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL3}} \sin\left(\omega t + \omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) + \psi_u - \varphi_{CL3}\right) +$$

$$+\left[(4-5) I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL3}} \sin\left(\omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) + \psi_u - \varphi_{CL3}\right)\right] e^{-\frac{R_{CL3}}{L_{CL3}} t}.$$

At ψ_u = 0 $i_{cr3} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL3}} \sin\left(\omega t + \omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) + \psi_u - \varphi_{CL3}\right) +$

$$+\left[(4-5) I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL3}} \sin\left(\omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) - \varphi_{CL3}\right)\right] e^{-\frac{R_{CL3}}{L_{CL3}} t};$$

At ψ_u = π/2 $i_{cr3} = \frac{U_{nm}}{Z_{CL3}} \cos\left(\omega t + \omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) + \psi_u - \varphi_{CL3}\right) +$

$$+\left[(4-5) I_{nm} - \frac{U_{nm}}{Z_{CL1}} \cos\left(\omega\left(t_{cr1} + t_{cr2}\right) - \varphi_{CL3}\right)\right] e^{-\frac{R_{CL3}}{L_{CL3}} t}.$$

At the first and second phase of transient duration of timet_{cr1},t_{cr2} will decrease depending on an initial phase of a voltage. Duration of the third phase of transient will depends fromR_{CL} resistance of wire of HTSC winding.

REFERENCES:

1. V.G. Dan’ko, E.V. Goncharov Calculating the parameters of an inductive short-circuit current limiter with a superconducting shield /V.G. Dan’ko, E.V. Goncharov// Russian Electrical Engineering. NewYork, USA – 2013. – Vol. 84, № 9. – P. 478–481.

Научный руководитель: В.Г. Данько, д.т.н., проф., заведующий кафедрой общей электротехники Национального технического университета «Харьковский политехнический институт».

THE RESEARCH OF AUTOMATIC EXCITATION REGULATORS ON HYBRID MODELING COMPLEX REAL-TIME OF ELECTRIC POWER SYSTEM

А.Е. Ильина, С.В. Свечкарев
ТПУ, ЭНИН, кафедраЭСиЭ

The vast majority of the equipment, and in particular controls the excitation of synchronous machines, is a dynamic elements. Research and designing of them is a difficult task due to the complexity of timely and reliable information about the processes occurring in them.Setting parameters of excitation regulators affect the processes in equipment and modes in the network, and their improper adjustment may result in the loss of stability of synchronous machines, occurrence of overvoltage and others unacceptable for operation modes [1].Therefore, the problem of investigating the processes that occur in the excitation controller of synchronous machines, and setting their parameters is an actual from the point of view of their impact on the network mode.Purpose of work is research the transient characteristics of automatic excitation regulator of strong action and evaluation of the impact of adjusting the coefficients on the parameters of the network in various modes using hybrid modeling complex real-time of electric power systems.

Mathematical model of automatic excitation regulator of strong action, which is developed in labs "Modeling of electric power systems," Energy Institute of TPU is the object of the research. It is presented below:

$$U_f = k_U \Delta U_\Gamma + k_И \int \Delta U_\Gamma dt + k'_U U'_\Gamma + k_f \Delta'_f + k'_f f' + k'_I I'_f + k_{СТ} I_Р, \quad (1)$$

Where k_U , k'_U , k_f , k'_f , k'_I , k'_I, $k_И$, $k_{СТ}$ - the transmission coefficients of regulator on the relevant regulating effect. [2]

The research of transitional characteristics of all links produced on specialized software, whose main task is the automatic compilation of the program text of a system of differential equations on the language "C". A feature of the program is created subject to the restrictions connected with integer representation of the values of parameters and variables regimes. Specialized software and simulation tools developed in the transient environment Microsoft Visual Studio.

Example of results of the transition process on the channel dU is shown in Figure 1.

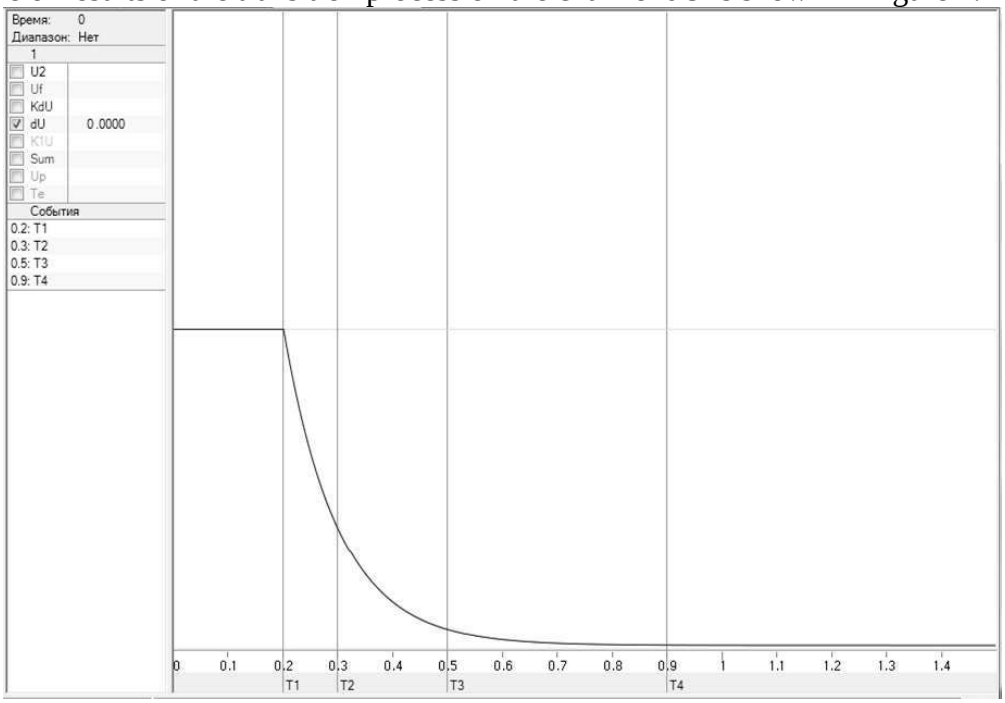


Fig. 1. Transient response on the channel Du

The research of transitional characteristics of all links of the mathematical model of automatic excitation regulator of strong action is necessary to determine the error of the solution in the whole range of the tuning parameters and transmission coefficients.

Table 1 shows the calculation accuracy of the theoretical and experimental values dU.

Table 1 - Accuracy in the theoretical and experimental values dU

	t_1=0,2sec	t_2=0,3sec	t_3=0,5sec	t_4=0,9sec
U_{outp} практическое, о.е.	0,0	0,314	0,475	0,499
U_{outp}теоритическое, о.е.	0,0	0,314	0,476	0,499
δ, %	0	0	0,002	0

The calculation was performed using the formula:

$$U_{outp} = U_{inp}(1 - e^{\frac{t_i}{\tau}}) \quad (2)$$

Where τ=0,1 – time constant; t_i –time in seconds; U_{outp} – the value dU to output; U_{inp} – the value dU to input;

Accuracy is calculated by the formula:

$$\delta = \frac{U_{outp\ theory} - U_{outp\ pract}}{U_{outp\ theory}} \cdot 100\% \quad (3)$$

An important point in the research of automatic excitation regulator is to research the influence of its parameters on the processes in the network. Tool for obtaining complete and accurate information about the influence of the parameters of automatic excitation regulator of strong action on the processes in the network is hybrid modeling complex real-time of electric power systems.

All elements included in the modeling scheme of hybrid modeling complex real-time, such as generators, excitation systems and their primary motors, asynchronous and synchronous motors, transformers and autotransformers with voltage control, power lines, shunting reactor, equivalent loads, are modeled full hybrid mathematical models, solution of systems are carried out in real time.

With the help of hybrid modeling complex real-time of electric power systems can obtain complete and accurate information about normal and abnormal processes in equipment and EPS for all possible modes of operation. The resulting information can be used to effectively solve many problems in the design, research and exploitation of EPS. [3]

To display the current mode parameters and interactive control in hybrid modeling complex real-time of EPS uses forms.

Form displays the state of the circuit-modal elements or EPS as a whole and include the software tools for interactive control the parameters of the simulated components, and for short-circuit condition, including the phase segregated, as well as for various display values and states of variables and parameters.

The form with the image main electrical circuit shown in Figure 2.

In addition to the main form with the image an electric circuit, when you click on any element, you can open the form of the element.

Scripts dynamics or scripts transients setting user-defined procedure and conditions for the various actions, including algorithms for relay protection and automation. In the script you can turn the oscilloscope, which displays a list of selected variables defined in the script.

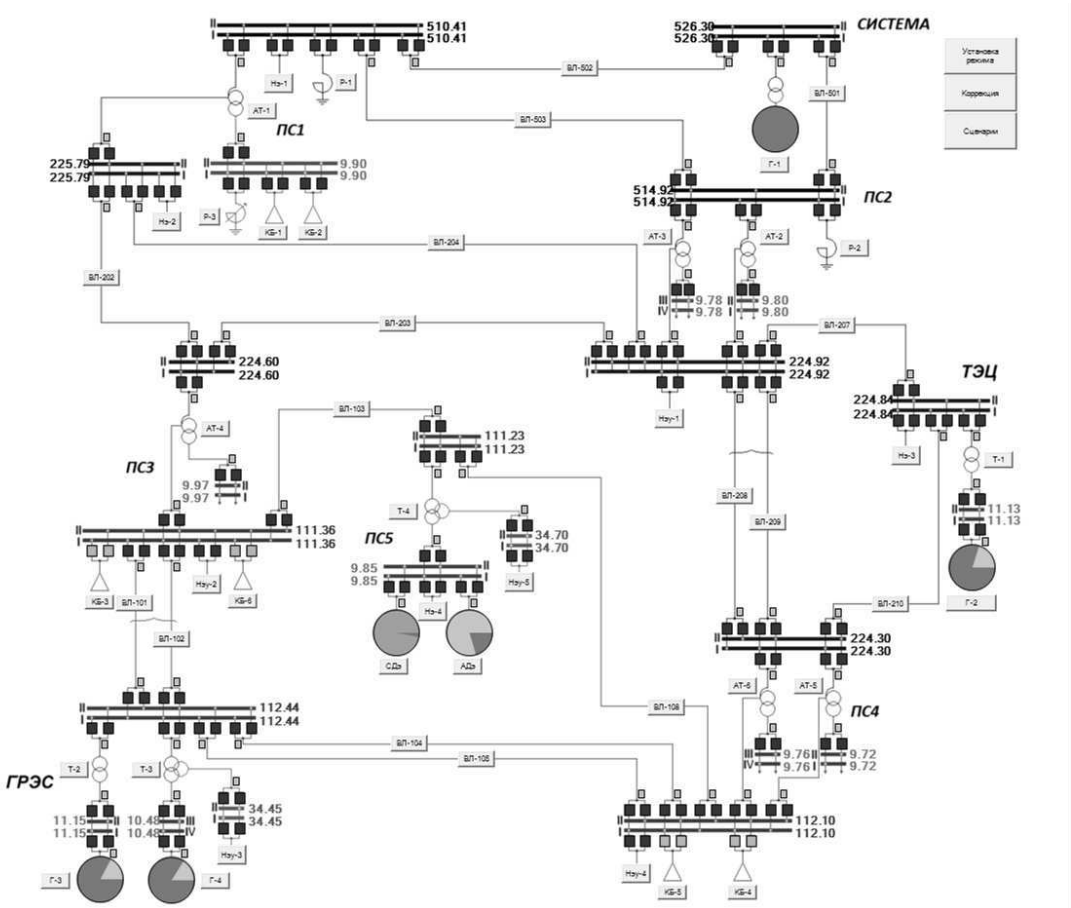


Fig. 2. The main electric circuit

Example script of the dynamics and the resulting oscillograms for the parameter *Kif'*=2,are shown in Figures 3 and 4.

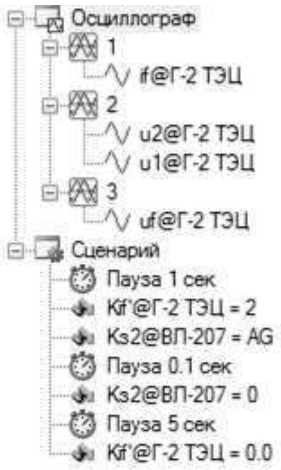


Fig. 3. Script dynamics at *Kif'*=2

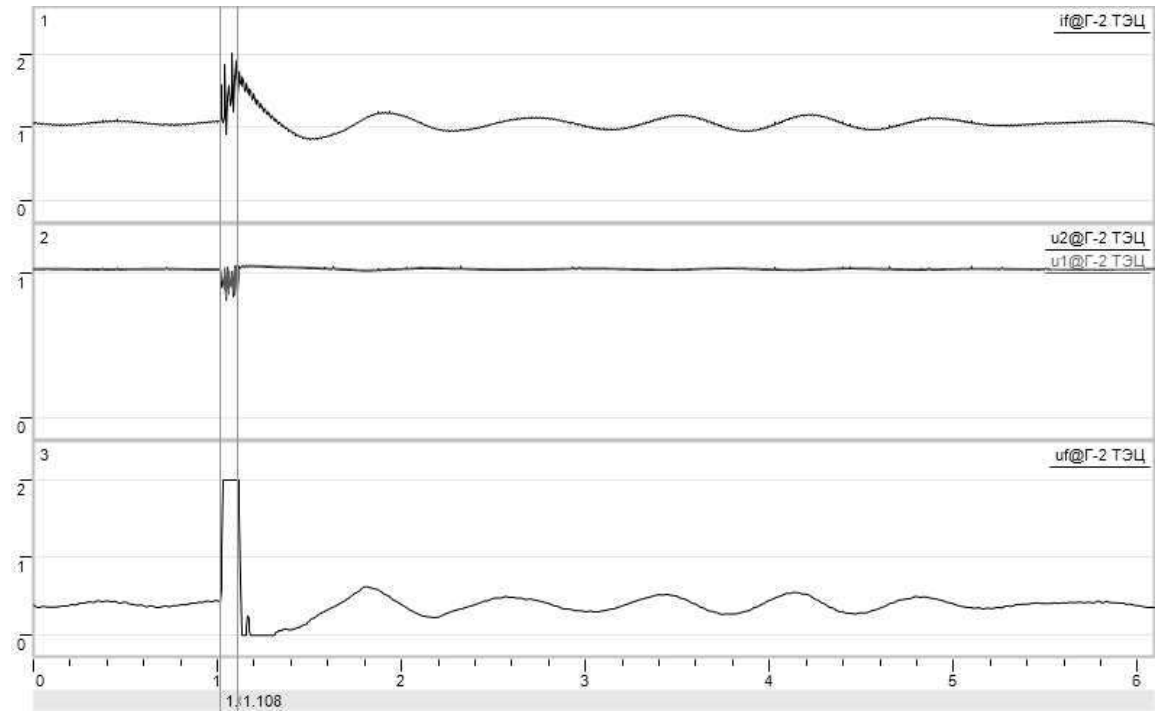


Fig.4. Resulting oscillogram at *Kif'*=2

From the obtained results we can make a conclusion about the stability of the system for a given parameter, after some time will damped oscillations, and also to see the settings in relative or named units.

In the work was conducted research the impact of changes tuning parameters of automatic regulators excitation of generators on the network. Examples of dependencies are shown in Figures 5 - 6.

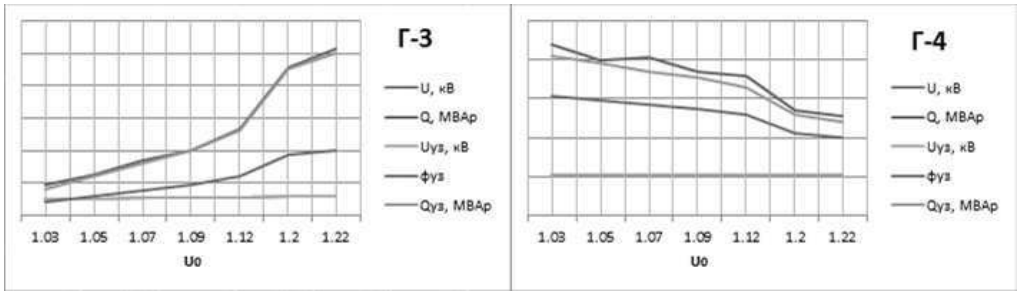


Fig.5. The dependence of the parameters Г-3 and Г-4 from changing the U_0 in Г-3

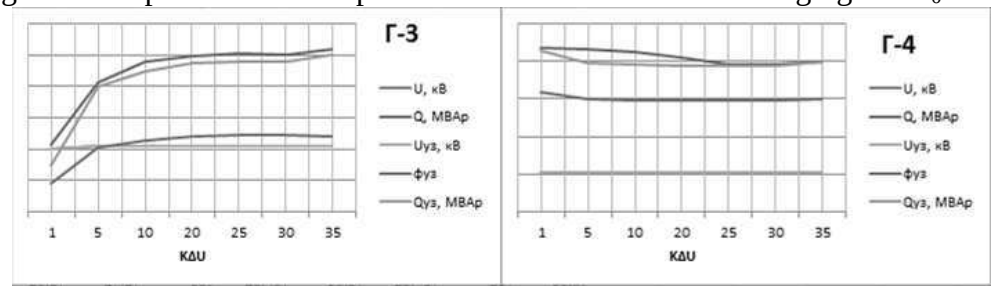


Fig. 6. The dependence of the parameters Г-3, Г-4 from changing the KΔU вГ-3

REFERENCES:

1. ЮргановА. А., КожевниковВ. А. Регулированиевозбуждениясинхронныхгенераторов. — СПб.: Наука, 1996. — 138 с.

2. Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем : учебник для вузов. — 3-е изд., исправленное / Н.И. Овчаренко ; под ред. чл.-корр. РАН, докт. техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 476 с.

3. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ВМК РВ ЭЭС.

Научный руководитель: С.В. Свечкарев, к.т.н., старший преподаватель кафедры электроэнергетических систем Энергетического института Томского политехнического университета.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПОВРЕЖДЕННОГО УЧАСТКА НАБЛЮДАЕМОЙ РАЗВЕТВЛЕННОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

А.А. Белянин
ФГБОУ ВПО «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова», ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Распределительные сети 6-35 кВ являются наиболее протяжёнными среди сетей 0,4-110 кВ и занимают значительную часть в инфраструктуре передачи и распределения электроэнергии. Однако их эксплуатация сопряжена со значительными издержками, обусловленными аварийными перебоями в энергоснабжении и необходимостью проведения профилактических и ремонтных работ.

Обеспечение надёжной работы сетей 6-35 кВ невозможно без использования селективной защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), так как именно этот вид повреждения является наиболее частым в распределительных сетях (67-92 % от общего числа электрических повреждений) [1]. Существует множество таких защит, различающихся своими алгоритмами и соответствующей информационной базой [2]. В качестве информационных величин могут выступать напряжение нулевой последовательности, составляющая промышленной частоты тока нулевой последовательности (возможно ещё напряжения), «наложенный» ток с частотой, отличной от промышленной, высокочастотные составляющие в токе нулевой последовательности и, наконец, ток и напряжение нулевой последовательности в переходном процессе ОЗЗ. Последний способ зарекомендовал себя как наиболее универсальный [1, 2].

Однако даже применение современных защит от ОЗЗ не позволяет решить проблему замыканий на землю в распределительных сетях в комплексе. Это объясняется тем, что для уменьшения времени ликвидации последствий повреждений и восстановления питания потребителей требуется совершенствование методов локации повреждений. Под локацией понимается определение места ОЗЗ. На настоящий момент существует множество методов определения места повреждения [3]. При этом локационные и волновые методы, широко используемые в сетях высокого и сверхвысокого напряжения, практически не пригодны для определения мест повреждений в радиальных распределительных сетях. Также стоит отметить, что методы локации в распределительных сетях, применяемые на практике, являются малопригодными для определения мест кратковременных самоустраняющихся замыканий. В то же время, в месте самоустранившегося замыкания на землю ухудшается изоляция, что впоследствии приводит к устойчивому замыканию на землю, и своевременное определение места линии с ослабленной изоляцией позволило бы не допустить аварийного режима.

В рамках настоящей работы показано развитие способа локализации ОЗЗ в сетях 6-35 кВ, позволяющего на первом этапе выделить повреждённое присоединение, на втором – повреждённый участок присоединения, а на третьем – определить конкретное место замыкания на землю.

В основе способа лежат алгоритмическое моделирование и принцип компенсации. Для исследования процессов, происходящих в энергообъекте, используется дискретно-аналоговая модель объекта целиком или модели отдельных его частей, позволяющие

использовать часть наблюдавшихся в энергообъекте электрических величин в качестве источников [4]. Вторая часть наблюдавшихся величин используется для оценки наличия повреждения на участке. При одностороннем наблюдении подобный подход позволяет решить проблему выявления поврежденного фидера [5]. Однако при наличии результатов наблюдений со всех сторон разветвлённой распределительной сети указанный подход оказывается куда более эффективным и позволяет не только определить повреждённое присоединение, но так же и повреждённый участок, а затем и место замыкания на землю.

Рассмотрим указанный подход на небольшом примере. На рисунке 1 приведена схема наблюдаемой распределительной сети, состоящей из двух разветвлённых фидеров, на одном из которых в момент времени t_0 на расстоянии x_f от источника происходит замыкание на землю через переходное сопротивление R_f. Участки линий представлены пассивными многополюсниками Π_k, где k принимает значения от 1 до 7. Каждый многополюсник определяется собственными удельными параметрами и длиной. Наблюдаются токи и напряжения нулевой последовательности со всех сторон. Для идентификации сторона наблюдений указана цифрой в верхнем индексе обозначения измеряемой величины, с этой же целью введены обозначения a и b для разделения наблюдаемых величин разных фидеров с одной стороны.

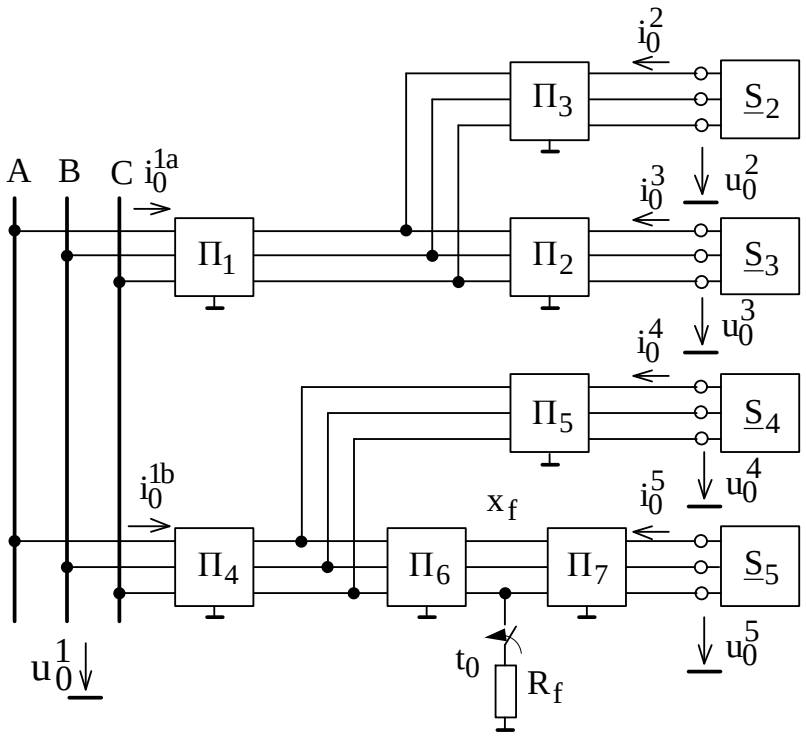


Рис. 1. Схема наблюдаемой распределительной сети

Согласно принципу компенсации и положениям построения дискретно-аналоговой модели исследования процессов в исходной сети мы будем выполнять в двух алгоритмических моделях. Первая модель, приведённая на рисунке 2, строится для неповреждённого состояния сети, где в местах наблюдения действуют источники напряжения, равные зафиксированным напряжениям нулевой последовательности исходной модели. Вторая модель, приведённая на рисунке 3, содержит только один неизвестный источник тока в месте замыкания, в то время как все её входы зашунтированы. Согласно принципу компенсации, на месте источников напряжения появляются шунты, а в самой схеме протекают токи, определяемые как разности токов, зафиксированных в исходной модели, и токов, полученных из первой схемы. Благодаря появляющимся в местах наблюдения шунтам источник тока в месте повреждения оказывается изолированным от

неповреждённых фидеров, что фиксируется по нулевому уровню токов, протекающих по неповреждённым фидерам. На рисунке 3 пунктирными линиями указаны пути протекания тока повреждения.

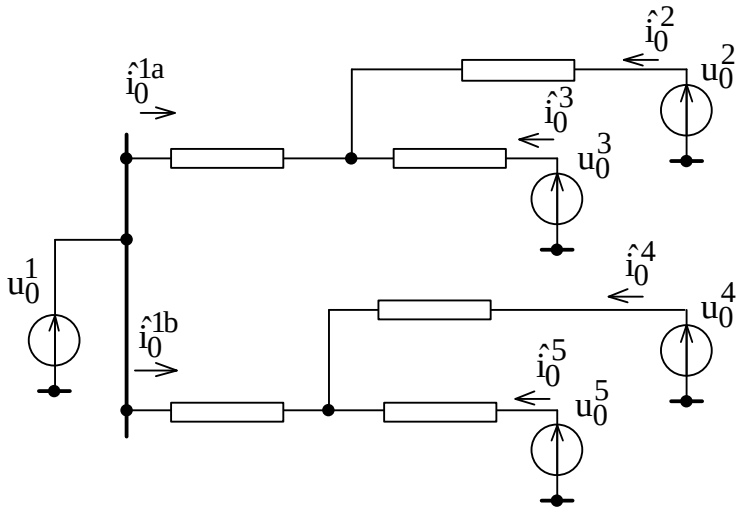


Рис. 2. Первая алгоритмическая модель исследуемой сети

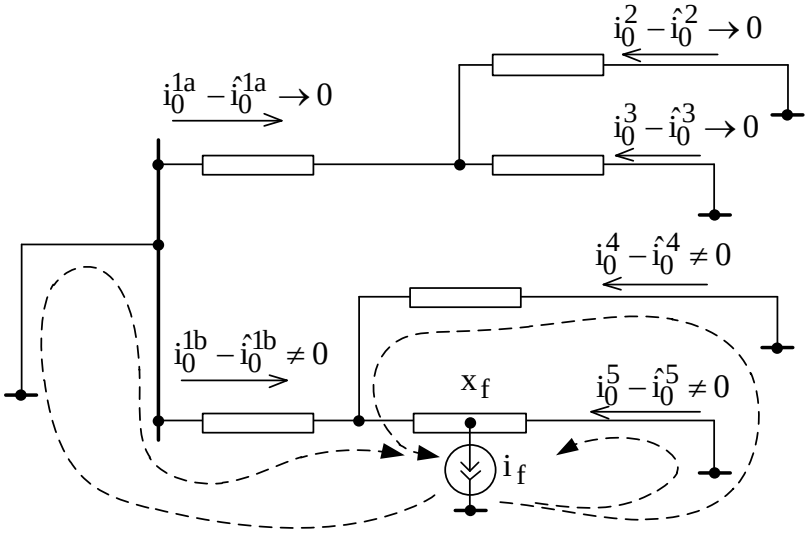


Рис. 3. Вторая алгоритмическая модель исследуемой сети

Дальнейшие преобразования сводятся к постепенному упрощению модели. Во-первых, путём отброса неповреждённой части схемы, которая оказывается зашунтированной со всех сторон и перестает оказывать влияние на распределение тока повреждения. Во-вторых, путём переноса шунтов вдоль линий с определением наличия на них повреждения. Процесс переноса шунта для поврежденной части схемы согласно рисунку 3 представлен на рисунке 4 и может выполняться при помощи ряда операций, основанных на разностных уравнениях длинной линии [6], а также операциях, описанных выше.

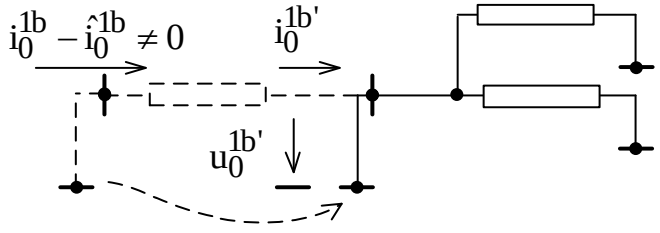


Рис. 4. Процесс переноса шунта вдоль линии

Для этого полученный разностный ток в начале повреждённой части второй алгоритмической модели при помощи разностных уравнений длинной линии пересчитывают

в ток и напряжение ненаблюдаемого места (чаще всего узла). Повреждённая часть второй алгоритмической модели выступает в роли исходной для следующего этапа локализации повреждённого участка, а получившиеся в результате вычислений значения тока и напряжения заменяют результаты наблюдения. Далее повторяется процесс построения алгоритмических моделей. Если на этапе построения второй алгоритмической модели выясняется, что все разностные токи имеют ненулевой уровень – делается вывод о наличии повреждения на участке, который был отброшен при переносе шунта. Если же удаётся выделить повреждённую и неповреждённые части, то процесс локализации замыкания продолжается по указанному алгоритму до тех пор, пока не будет окончательно локализован участок сети с повреждением.

ВЫВОДЫ: Локализация электропередачи путём шунтирования или размыкания входов её модели упрощает поиск места её повреждения по вторым компонентам аварийных составляющих электрических величин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Попов И.Н., Лачугин В.Ф., Соколова Г.В. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – Библиотека электротехника – приложение к журналу «Энергетик», 2001, №11(35).
3. Квривишвили Л.В. Исследование и разработка методов локации однофазных замыканий на землю в распределительных сетях: автореф. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук / ФГБОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет». Томск, 2012. 22 с.
4. Белянин А.А., Лямец Ю.Я. Дискретно-аналоговая алгоритмическая модель наблюдаемой сети. – Труды АЭН ЧР, 2012, №1, с. 40-44.
5. Пат. 2516371 РФ, МПК G01R 31/08. Способ определения поврежденного фидера при замыкании на землю в распределительной сети / Ю.Я. Лямец, С.В. Иванов, А.А. Белянин; ООО «Исследовательский центр «Бреслер». № 2013104863/28, заявл. 05.02.2013; опубл. 20.05.2014, Бюл. № 14.
6. Караев Р.И., Лямец Ю.Я. О применении разностных уравнений длинной линии. – Электричество, 1972, №11, С. 28-36.

Научный руководитель: Ю.Я. Лямец, д.т.н., профессор кафедры теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики Чувашского госуниверситета, председатель НТС ООО «Исследовательский центр «Бреслер».

ЗАЩИТА РОТОРА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В ДВУХ ТОЧКАХ

А.В. Емельянов
ФГБОУ ВПО «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова», ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

У находящихся в длительной эксплуатации синхронных генераторов может наступить период резкого роста числа повреждений обмотки ротора — замыкания на землю в одной и двух точках, а также витковые замыкания.

Замыкание обмотки ротора в одной точке на землю не отражается на работе генератора, поскольку оба полюса цепи возбуждения имеют изоляцию относительно корпуса. Однако наличие одного замыкания на землю может привести к возникновению замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения, и тогда часть обмотки окажется

замкнутой накоротко, вследствие чего искажается магнитное поле машины. Это может привести к значительной вибрации и разрушению подшипников и уплотнений вала генератора. Возникновение дуги при замыкании на землю во второй точке может вызывать местные обгорания изоляции и оплавления меди обмотки.

Практически все современные синхронные турбогенераторы до 160 МВт для защиты от замыканий на землю во второй точке цепи возбуждения оборудованы переносными комплексами защиты типа КЗР-2 [1], который вводится в действие после появления замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения. Считается, что за время его установки и настройки второе замыкание на землю маловероятно. Защита КЗР-2 работает по принципу четырехплечевого моста с использованием потенциометров и реле в диагонали моста. Перед вводом защиты в работу плечи моста уравновешиваются путем установки потенциометра в положение, в котором его потенциал равен потенциалу места первого замыкания в обмотке ротора. В случае появления второго замыкания на землю подобранное соотношение сопротивлений плеч моста нарушается и в диагонали моста появляется ток. Если уровень тока достаточен для срабатывания реле, защита приходит в действие.

К недостатку данной защиты следует отнести наличие мертвой зоны при замыкании небольшого числа витков. Также по принципу действия защита не может быть налажена и введена в работу, если первое замыкание на землю произошло вблизи одного из полюсов ротора, так как замыкание обмотки возбуждения во второй точке в этом случае практически не изменяет ток в диагонали моста [2].

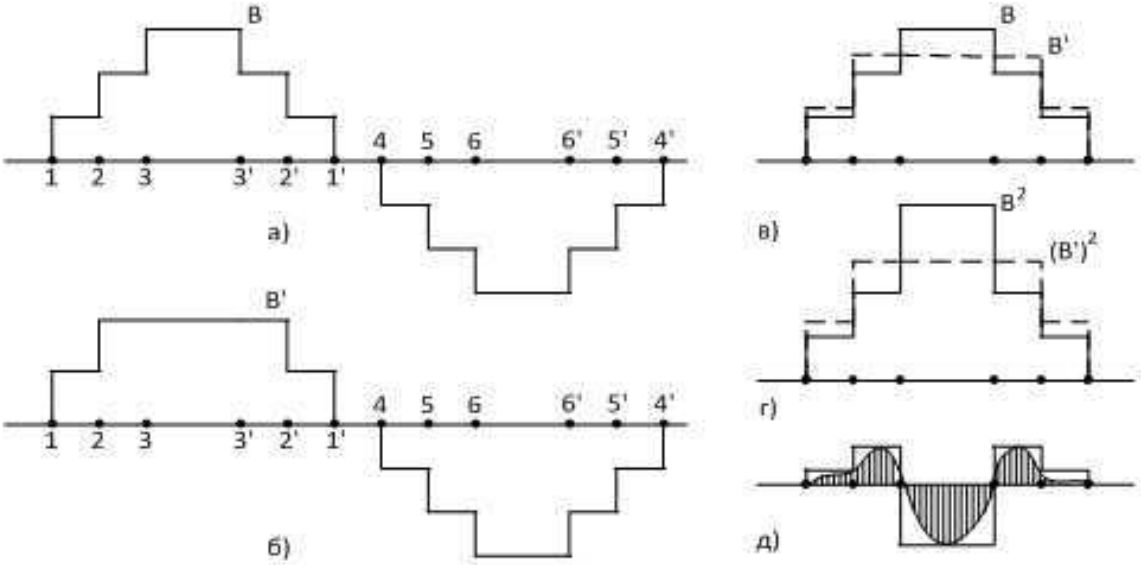


Рис. 1. Распределение индукции в воздушном зазоре турбогенератора

На рис.1, а показано распределение индукции в зазоре при двухполюсном роторе, обмотка которого состоит условно из 6 витков. При замыкании обмотки возбуждения в двух точках двухполюсного генератора магнитные потоки полюсов остаются равными друг другу, но распределение магнитной индукции станет несимметричным относительно поперечной оси ротора[3]. При замыкании витка 3-3 распределение индукции в зазоре изменится, как показано на рис.1,б она снизится до B′. При этом ограниченные кривой индукции площади под обоими полюсами останутся равными друг другу, ибо через оба полюса проходит один и тот же магнитный поток (рис.1,в). Однако площади квадратов индукции B^2 и $(B')^2$ уже не будут равны (магнитное взаимодействие пропорционально квадрату индукции), как это показано на диаграмме (рис.1,г). Вследствие этого нарушится равенство притяжений полюсов к статору, пропорциональное квадрату индукции (рис.1,д). Неуравновешенное усилие будет вращаться вместе с ротором и вызовет вибрации, подобные возникающим при механическом дисбалансе [3]. Несимметрия магнитного потока в результате неравномерности воздушного зазора приводит к появлению напряжения второй гармоники. Составляющие второй гармоники образуют

симметричную систему напряжений обратной последовательности, поэтому для второй гармоники несимметрия выражается наличием напряжения прямой последовательности.

В микропроцессорном устройстве защиты синхронного генератора «ТОР 300 ЗГ 511» производства ООО «ИЦ «Бреслер» реализована защита ротора от замыкания на землю в двух точках. Защита выполнена на основе измерительного органа напряжения максимального действия, реагирующего на замер второй гармоники напряжения прямой последовательности. Схема защиты представлена на рисунке 2.

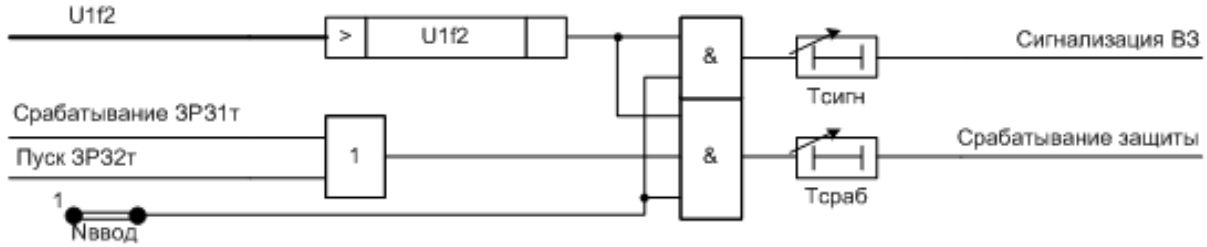


Рис. 2. Реализация защиты ротора от замыкания на землю в двух точках

ВВС с уставкой «**Тсраб**», обычно составляющая от 0,5 до 1,0 с, используется для предотвращения излишних срабатываний защиты при преходящих замыканиях во второй точке и в условиях переходных процессов. Нижняя граница диапазона регулирования уставки «**U1f2**» по напряжению второй гармоники прямой последовательности составляет 0,5 В.

На рис. 3 представлены замеры напряжения второй гармоники прямой последовательности, полученные из реальной осциллограммы при асинхронном ходе на Чебоксарской ГЭС. Из рис. 3,а видно, что замер напряжения второй гармоники прямой последовательности на выходе фильтра Фурье составляет порядка 1 В, что могло привести к неселективному срабатыванию защиты с учетом срабатывания защиты ротора от замыкания в одной точке или оперативном пуске защиты ротора от

замыкания в двух точках. Тогда как при использовании дополнительного специального фильтра (рис. 3,б) замер напряжения меньше 0,04 В.

Таким образом, при выборе значения уставки «**U1f2**» от 0,5 В защита надежно отстроена от режимов, приводящих к неселективному срабатыванию защиты за счет специального алгоритма фильтрации, реализованного в защите.

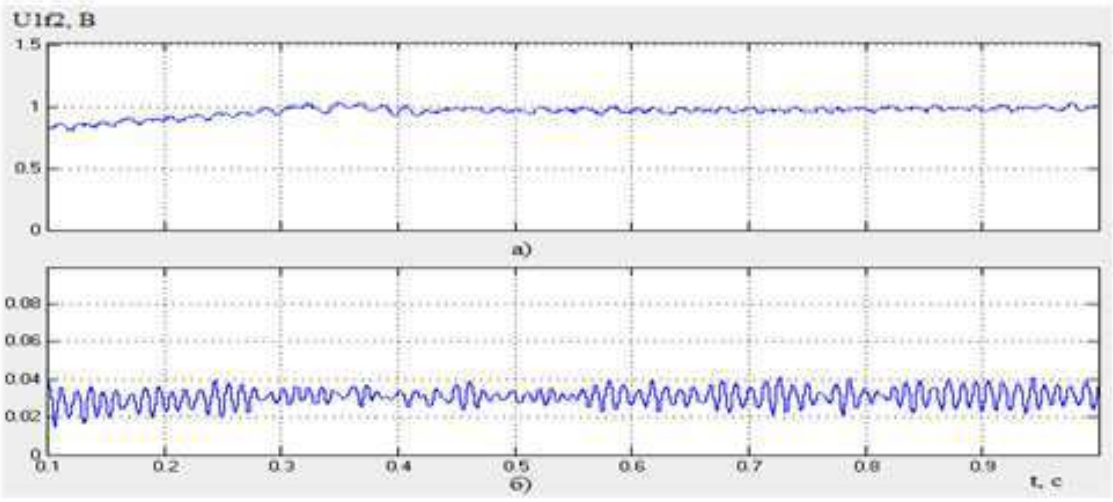


Рис. 3. Замер напряжения второй гармоники прямой последовательности при асинхронном ходе: а) при использовании фильтра Фурье;
б) при использовании дополнительного специального фильтра

Несмотря на опасность витковых замыканий, приводящих к увеличению вибрации с последующей аварией, на данный момент защиты от них не устанавливаются вообще [4]. В устройстве «ТОР 300 ЗГ 511», помимо органа срабатывания при замыканиях на землю в двух точках цепи возбуждения, реализована также сигнализация при витковых замыканиях.

ВЫВОДЫ: рассмотрена защита ротора от замыкания на землю в двух точках. Защита автоматически вводится в работу при обнаружении замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения, причем неважно, где произошло замыкание: на полюсе или в любой другой точке обмотки возбуждения. В составе защиты реализована сигнализация при витковых замыканиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор. — М.: Энергоиздат, 1982.
2. Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов. — М.: Энергоиздат, 1981.
3. Мандрыкин С.А., Филатов А.А. Эксплуатация ремонт оборудования станцией и сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Новожилов А.Н., Горюнов В.Н., Полищку В.И. Способ защиты обмотки ротора синхронного генератора от витковых замыканий на двух индукционных преобразователях // Электричество, 2010, №8, С. 65-67.

Научный руководитель: Ю.Я. Лямец, д.т.н., профессор кафедры теоретических основ электротехники и релейной защиты и автоматики Чувашского госуниверситета, председатель НТС ООО «Исследовательский центр «Бреслер».

АДАПТИВНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН ПРИРАЩЕНИЯ ТОКА ПРЯМОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ЗАЩИТ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ РАДИАЛЬНЫХ ЛИНИЙ

О.В. Петрова, П.С. Киреев
«Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», энергетический факультет,
кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

Актуальность проблемы дальнего резервирования защит маломощных трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций в современной энергетике подтверждается рядом публикаций [1-3] обусловлена сложностью выявления коротких замыканий (КЗ) на стороне низшего напряжения вышеуказанных трансформаторов, в связи с низкими уровнями аварийных составляющих токов в месте установки защит. Необходимость отстройки от режимов пусков (самозапусков) мощных электродвигателей, наличие переходного сопротивления электрической дуги и значительных перетоков мощности (для линий с двусторонним питанием) дополнительно затрудняют распознавание защитами удаленных КЗ.

Авторами статьи был проанализирован ряд режимов работы радиальных линий электропередачи и предложен адаптивный алгоритм выявления удаленных КЗ. Анализ проводился на основе математической модели участка электрической сети, схема которого представлена на рисунке 1.

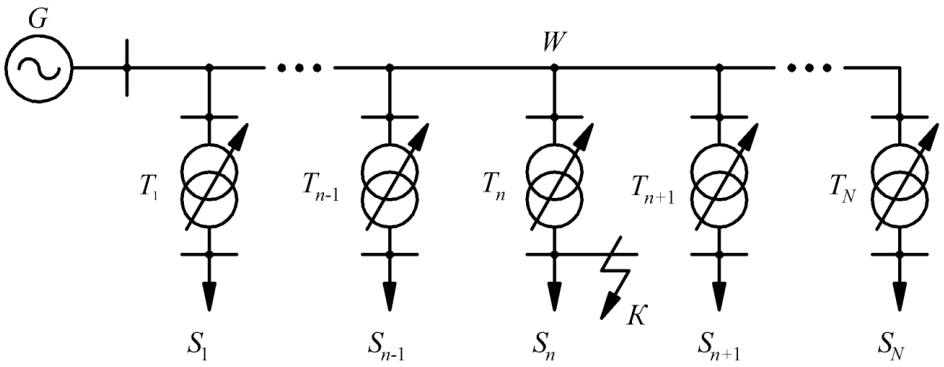


Рис.1. Схема участка электрической сети

Данный участок состоит из: питающей системы G, радиальной линии W, имеющей Nответвлений, к каждому из которых подключены трансформаторы T, питающие нагрузки S. Был произведен расчет нормальных и симметричных аварийных режимов работы рассматриваемого участка с разным количеством трансформаторов разновеликой мощности, питающих различные комплексные нагрузки. В результате расчетов построены зависимости максимальных и минимальных модулей ($I_{КЗ\ MAX}$, $I_{КЗ\ MIN}$) и фаз ($\varphi_{КЗMAX}$) токов аварийных режимов от соотношения величины мощности поврежденного и неповрежденных трансформаторов, которые показаны на рисунке 2. При построении данных зависимостей в качестве базисной мощности принималась суммарная номинальная мощность всех трансформаторов ответвительных подстанций.

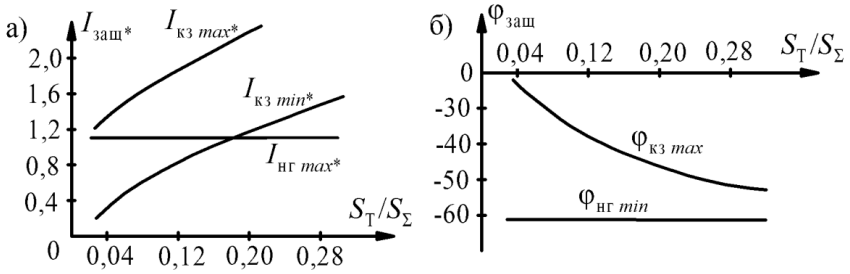


Рис.2. Зависимости модулей (а) и аргументов (б) токов короткого замыкания за защищаемым трансформатором, протекающих в месте установки защит дальнего резервирования, от отношения мощностей поврежденного и неповрежденных трансформаторов.

Согласно данным зависимостям, величина тока короткого замыкания в минимальном режиме работы ($I_{КЗMIN}$) превышает максимально возможный ток нормального нагрузочного режима ($I_{НГ\ MAX}$) лишь при соотношении мощностей поврежденного и неповрежденных трансформаторов больше 0,18. Максимально же возможный аргумент тока удаленного короткого замыкания ($\varphi_{КЗMAX}$) может превышать минимально возможный аргумент нормального нагрузочного тока ($\varphi_{НГMIN}$) даже при соотношении мощностей поврежденного и неповрежденных трансформаторов больше 0,30. Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что традиционными токовыми защитами, по условиям их отстройки от максимальных нагрузочных режимов, возможно, обеспечить удовлетворительное дальнее резервирование защит трансформаторов лишь в случаях, когда отношение суммарной мощности трансформаторов ответвительных подстанций к мощности наименее мощного трансформатора не превосходит 5,56.

Одним из перспективных методов повышения чувствительности защит к удаленным симметричным коротким замыканиям является контроль приращений (аварийных составляющих) токов в месте их установки [4-6]. На рисунке 3 показаны зависимости максимально и минимально возможных модулей ($\Delta I_{КЗMAX}$, $\Delta I_{КЗMIN}$) и аргументов ($\varphi_{\Delta Iк\ max}$) векторов приращения тока прямой последовательности в месте установки защиты при возникновении удаленных КЗ от соотношения мощностей поврежденного и неповрежденных трансформаторов.

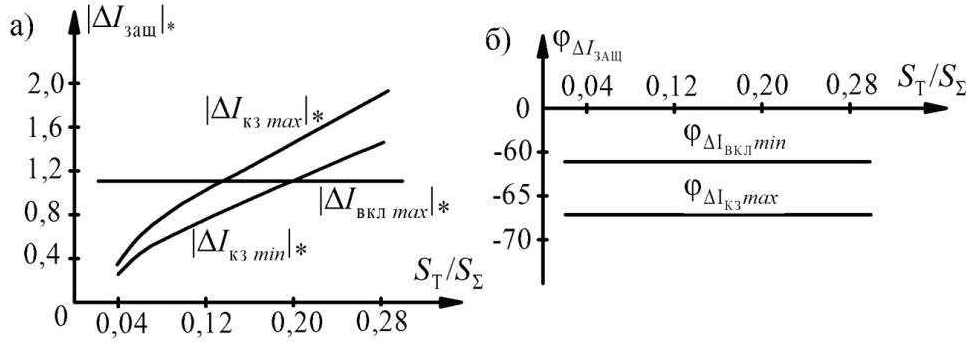


Рис.3. Зависимости модулей (а) и аргументов (б) вектора приращения тока прямой последовательности в месте установки защиты при возникновении удаленного симметричного КЗ от соотношения мощностей поврежденного и неповрежденного трансформаторов.

Необходимо отметить, что условие отстройки рассматриваемых защит от величины приращения тока в режимах включения питающей линии с максимальной нагрузкой $\Delta I_{ВКЛ\ МАХ}$, ограничивает область их эффективного применения величиной соотношения мощности наименее мощного трансформатора к суммарной мощности остальных трансформаторов порядка 0,20.

Однако, практически во всех нормальных режимах работы линии электропередачи (ЛЭП) (кроме включения ЛЭП под напряжение) уставка, выбранная по условиям отстройки от величины приращения тока включения линии под напряжение с максимальной нагрузкой $\Delta I_{ВКЛ\ МАХ}$, является существенно завышенной, поскольку вероятность одновременного включения всей возможной нагрузки в сети стремится к нулю. В данных режимах работы достаточным условием выбора уставки является отстройка от величины приращения тока при включении в сеть наиболее мощного трансформатора ответвительных подстанций с максимальной нагрузкой.

Для осуществления нормального функционирования, предлагаемый орган защиты дальнего резервирования должен иметь возможность контроля состояния выключателя питающей линии, величины тока в линии и напряжения на шинах питающей подстанции. Схема подключения защиты, оснащенной подобным органом, представлена на рисунке 4. Данная защита в каждом цикле своей работы измеряет модуль и аргумент приращения тока прямой последовательности в месте своей установки и сравнивает их с уставками.

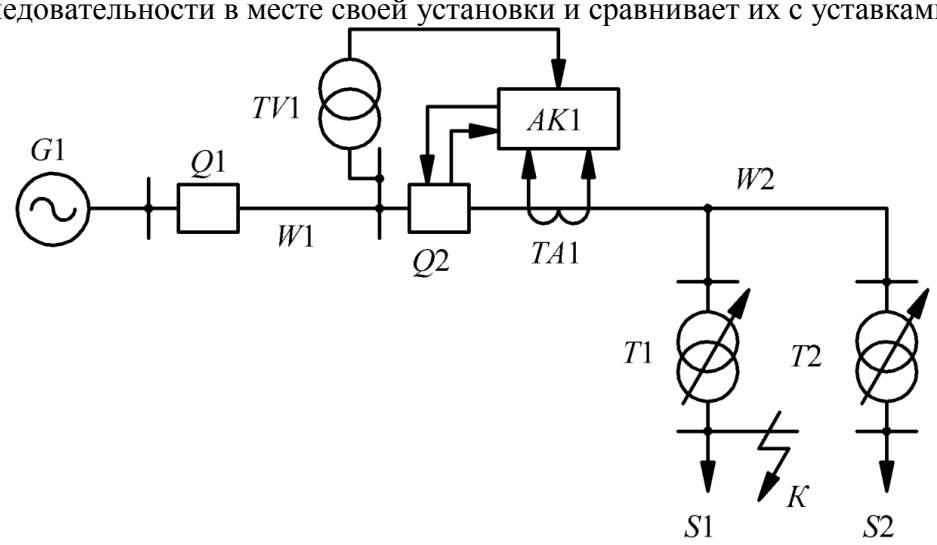


Рис.4. Схема подключения защиты дальнего резервирования, оснащенной предлагаемым органом

Уставка модуля вектора приращения тока прямой последовательности выбирается в зависимости от режима работы ЛЭП. В нормальном режиме работы (ЛЭП включена под напряжение) уставка выбирается равной модулю тока включения в сеть наиболее мощного

из трансформаторов ответвительных подстанций с максимальной нагрузкой. В режиме отключения ЛЭП уставка выбирается равной модулю максимального тока включения данной ЛЭП под напряжение в максимальном нагрузочном режиме.

Факт отключения ЛЭП определяется при помощи контроля состояния выключателя (отключение собственным выключателем) и напряжения на шинах питающей подстанции (отключение внешними выключателями, например Q1 на рисунке 4).

Уставка аргумента вектора приращения тока прямой последовательности является неизменной и выбирается по условиям чувствительности защиты к коротким замыканиям в защищаемой зоне с минимальным и максимальным переходным сопротивлением.

На рисунке 5 изображен алгоритм работы предлагаемого органа. Предложенный алгоритм является адаптивным (поскольку меняет величину своей уставки в зависимости от режима работы защищаемого участка сети) и обладает повышенной чувствительностью к удаленным коротким замыканиям на стороне низшего напряжения трансформаторов ответвительных подстанций во всех режимов работы радиальной ЛЭП, кроме режима её включения под напряжение (т.к. имеет в данных режимах пониженную уставку по модулю вектора приращения тока прямой последовательности).

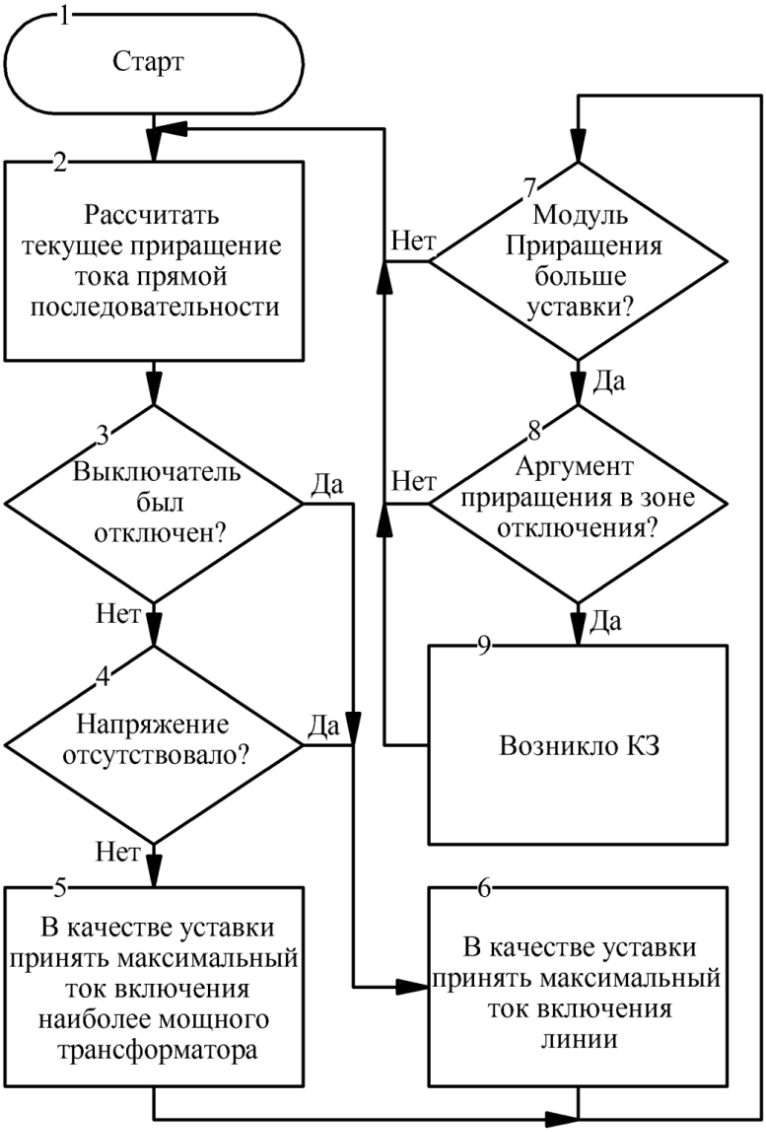


Рис.5. Алгоритм работы адаптивного органа

ВЫВОД.

В статье приведены результаты расчетов режимов работы радиальной линии электропередачи, к которой подключены ответвительные подстанции с трансформаторами различной мощности. Произведен анализ результатов расчета и предложен адаптивный

алгоритм выявления удаленных коротких замыканий для защит, установленных на радиальных линиях.

Использование предложенного органа в современных многопараметрических защитах позволит повысить их чувствительность к удаленным коротким замыканиям на стороне низшего напряжения ответвительных трансформаторов, питающихся от радиальных ЛЭП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нагай В.И., Маруда И.Ф., Нагай В.В. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей. Ростов-на-Дону: Изд-во журн. «Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион», 2009. 316 с.

2. Маруда И.Ф. Релейная защита и автоматика ответвительной однотрансформаторной подстанции 110 кВ.\\ Электрические станции. 2005. №5. С. 70-73.

3. Маруда И.Ф. О ближнем резервировании на подстанциях с выключателем 110 кВ в цепи трансформатора.\\ Электрические станции. 2001. №5. С.50-53.

4. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М: Энергоатомиздат, 2002. 312с.

5. Клецель М.Я., Никитин К.И. Анализ чувствительности резервных защит распределительных сетей энергосистем\\ Электричество. 1992. №2. С.19-23

6. Кузник Ю.С. Возможности дальнейшего резервирования защит трансформаторов\\ Электрические станции. 1994. №10. С.49-53.

Научный руководитель: В.И.Нагай, д.т.н., профессор, зав. каф. «Электрические станции и электроэнергетические системы», ЮРГПУ(НПИ).

ПРИМЕНЕНИЕ «ЖЕСТКОЙ» И «ГИБКОЙ» ЛОГИКИ В МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ (МП УРЗА). ПРОБЛЕМЫ СОВМЕСТИМОСТИ УРЗА РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Д.Н. Гура
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

В связи с появлением и бурным развитием цифровой микропроцессорной техники все большее распространение приобретают микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (МП УРЗА). Процентное соотношение УРЗА на электромеханической, полупроводниковой и микропроцессорной базе в операционной зоне Северокавказского РДУ представлено на диаграмме 1. МП УРЗА имеют ряд преимуществ над своими предшественниками, как то: компактность, наличие встроенных регистраторов аварийных и эксплуатационных событий, специальное программное обеспечение, возможность объединения в единую сеть нескольких цифровых защит, осуществление передачи данных и управление этими устройствами с верхнего уровня [4].

Рис. 1. Процентное соотношение УРЗА на электромеханической, полупроводниковой и микропроцессорной базе в операционной зоне Северокавказского РДУ.

К факторам, сдерживающим широкое внедрение МП УРЗА, можно отнести их относительно высокую цену, необходимость наличия на каждом энергетическом объекте и непосредственно у лиц, занимающихся их эксплуатацией, соответствующей компьютерной техники, а также необходимость повышения квалификации обслуживающего персонала и проверку электромагнитной обстановки и совместимости на энергообъекте [1].

По принципу доступа к изменению логики МП терминалы РЗА делятся на два класса: с «жесткой» логикой и свободно программируемые («гибкой» логикой).

МП терминалы с «жесткой» логикой.

К МП терминалам с «жесткой» логикой относятся УРЗА русифицированной серии SPAC-800, SPAC-810 фирмы «АББ», SEPAM 2000 фирмы Schneider Electric, БМРЗ, «Сириус» ЗАО «Радиус Автоматика» и других российских производителей. Логика этих терминалов заранее разработана производителем и согласована со всеми ведущими проектными институтами России, поэтому терминалы полностью адаптированы к российским условиям применения [3].

Недостатком цифровой системы на «жесткой» логике является то, что для каждой новой задачи ее надо проектировать и изготавливать заново. Это процесс длительный и дорогостоящий.Путь преодоления этого недостатка заключается в построении такой системы, которая могла бы легко адаптироваться под любую задачу, перестраиваться с одного алгоритма работы на другой без изменения аппаратуры.

МП терминалы с «гибкой» логикой.

К МП терминалам с «гибкой» логикой относятся устройства серии REx 67x фирмы «АББ», серии MiCOM компании Alstom Grid, серии SIPROTEC 4 фирмы SIEMENS, серии UR фирмы GE. Основным достоинством программируемой системы является возможность решения различных задач, без изменения схемотехники системы. Основным недостатком программируемой системы является то, что любая универсальность приводит к избыточности и, как правило, к снижению быстродействия.С появлением МП УРЗА в релейной защите стал применяться новый термин – «допущенная неправильная работа» из-за особенности алгоритма функционирования. Так, в операционной зоне Северокавказского РДУ в 2014 году было зафиксировано 4 подобных случая.

Сравнение выполняемых функций «жесткой» и «гибкой» логики МП УРЗА представлено в таблице 1.

Таблица 1. Сравнение функций «жесткой» и «гибкой» логики .

№п/п	Наименование функции	Наличие данной функции в:	
		«жесткой» логике	«гибкой» логике
1.	Использование современных математических методов обработки информации о параметрах режима защищаемой линии.	+	+
2.	Возможность построения с помощью встроенных функций терминала алгоритмов любой сложности.	-	+
3.	Более совершенные алгоритмы самодиагностики терминала.	-	+
4.	Реализация интерфейса «человек – машина» (ИЧМ).	+	+
5.	Реализацию нескольких групп уставок защит терминала с возможностью активизации любой из них (в том числе посредством оперативных переключающих устройств).	+	+
6.	Простота интеграции в АСУ ТП энергообъекта.	+	+
7.	Возможность организации «удаленного доступа» к терминалам (с возможностью дистанционного изменения):		
	а) логики функционирования.	-	+
	б) уставок, мониторинга функционирования, телеуправления.	+	+
8.	Возможность ошибок при программировании функций, могущих привести к отказам или неправильной работе защиты и автоматики.	-	+

Таким образом, системы на «жесткой» логике хороши там, где решаемая задача не меняется длительное время, где требуется самое высокое быстродействие, где алгоритмы обработки информации предельно просты. А системы на «гибкой» логике хороши там, где часто меняются решаемые задачи, где алгоритмы обработки информации сложные.

На примере МП терминалов серии БЭ2704 НПП «ЭКРА» можно проследить тенденции развития отечественных МП УРЗА. Данные МП терминалы содержат три типа логических связей: «жесткая» логика, «ранжирование» (назначение свободных логических входов, выходных реле, светодиодных сигналов) и «гибкая» логика [2].

В настоящее время при проектировании новых объектов электроэнергетики, а также при реконструкции старых, высокую актуальность приобрел вопрос возможности совместной работы дифференциально-фазных защит (ДФЗ) линий, выполненных на микропроцессорной базе, с аналогичными защитами других производителей.

Впервые испытания на совместимость МП терминалов различных производителей проводились в классе цифровых устройств РЗА и ПА в центре тренажерной подготовки персонала (ЦТПП) Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга в апреле 2010 года. Этому способствовал ряд обстоятельств:

1. Техническая оснащенность ЦТПП МП терминалами защит ведущих производителей, проверочными установками последнего поколения.

2. Налаженные связи с ведущими производителями МП терминалов России и Зарубежья, которые ежегодно проводят курсы повышения квалификации в ЦТПП.

3. Многолетний опыт эксплуатации МП терминалов в операционной зоне ОДУ Юга.

4. Опыт специалистов СРЗА Северокавказского РДУ по определению причин неправильной работы МП терминалов в операционной зоне Северокавказского РДУ.

Проводились испытания на совместимость МП терминалов защит P547V фирмы Alstom Grid и L60 фирмы GE. После многочисленных опытов были установлены критерии совместимости. Данные терминалы успешно работали в режиме направленной дифференциальной токовой защиты с ВЧ блокировкой. По вопросу совместимости работы ДФЗ было установлено, что основным препятствием для совместной работы является различный подход в реализации принципа работы органа манипуляции. После долгих дебатов, представители фирм Alstom Grid и GE пришли к выводу о нецелесообразности внесения изменений в принципы устройства терминалов.

Окончательная точка в данном вопросе была поставлена в конце 2013 / начале 2014 гг., когда ОАО «ВНИИР» выполнило НИОКР по исследованию совместимости устройств ДФЗ и защит с ВЧ блокировкой различных производителей. В рамках этой работы были проведены совместные испытания образцов устройств ДФЗ шести производителей. Испытания показали, что ни одна из пар представленных серийных устройств не может быть рекомендована для совместной работы. Для достижения совместимости необходимо, чтобы органы манипуляции в устройствах на противоположных концах защищаемой линии имели одинаковые не только статические характеристики, указываемые в технической документации, но и динамические характеристики, которые производители не раскрывают.

ОАО «ВНИИР», опираясь на решение совещания в ОАО «ФСК ЕЭС», разработало и согласовало с производителями специальные технические требования к составу, характеристикам и алгоритмам основных элементов ДФЗ, которые, будучи реализованными, обеспечили бы их совместимость [5].

В операционной зоне Северокавказского РДУ успешно работают МП терминалы различных производителей, установленные на разных концах одной ЛЭП. Фактов неправильной, ложной, излишней работы или отказа в работе, связанных с проблемой их совместимости, не зафиксировано.

ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ.

По поводу совместимости.

Для обеспечения совместимости МП терминалов различных фирм-изготовителей необходимо выполнение специальных технических требований к составу, характеристикам и алгоритмам основных элементов ДФЗ, разработанных ОАО «ВНИИР».

По поводу «жесткой» и «гибкой» логики.

Все большее распространение «гибкой» логики требует кардинального решения слабых мест данного вопроса:

1. Необходимо пересмотреть «шаблонные принципы» проектных институтов, когда проекты штампуются однотипно без разбора для совершенно различных энергообъектов и потом на месте приходится исправлять ошибки, допущенные при проектировании.

2. Должны быть определены четкие критерии допустимости «гибкой» логики. Необходимо предложить производителям унифицировать типы «гибкой» логики для понимания их применения персоналом конкретного объекта. Контролировать и анализировать применение «гибкой» логики.

3. Необходима разработка единой нормативной и информационной базы для проектирования современных устройств РЗА. На сегодняшний день создалась критическая ситуация с нормативно-технической документацией, обеспечивающей качественное проектирование и дальнейшую эксплуатацию современных устройств РЗА [6].

4. Эксплуатирующим организациям необходимо вплотную заняться повышением квалификации персонала на местах.

5. Фирмам-изготовителям необходимо обеспечить обучение персонала эксплуатирующих и проектных организаций, систематизировать литературу, рекомендации и методические указания.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая

школа, 1991. 496 с.
2. Дони Н.А., Левиуш А.И., Тонких Е.В., Ужегов В.Т. О предельных длинах ВЛ, защищаемых дифференциально-фазными защитами без устройств компенсации емкостных токов // Электрические станции. 2003. № 2.
3. Беляев А.В., Широков В.В., Емельянцев А.Ю. Цифровые терминалы РЗА. Опыт адаптации к российским условиям // Новости ЭлектроТехники. 2007. № 1(43), № 2(44).
4. Рожкова А.В., Петров С.Я., Рудман А.А., Новикова О.Н., Юркова О.П. Опыт проектирования и перспективы использования микропроцессорных защит // Энергетик. 2003. № 4.
5. АБС Электро ОАО «ВНИИР». Отчет об испытаниях по договору №771/07-2013. Исследование на совместимость МП ДФЗ линий 110-220 кВ типа «Сириус-3-ДФЗ-01» производства ЗАО «Радиус Автоматика» с МП ДФЗ различных производителей с применением динамических испытаний. Чебоксары. 2014. 118 с.
6. Рожкова А.В., Петров С.Я., Бахвалова Т.Л., Новикова О.Н., Козлов В.Н. Некоторые аспекты освоения и проектирования микропроцессорных устройств РЗА различных производителей. // Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России: сб. тез. и док. II международная практическая конференция и выставка. г. Москва, 23-26 апр. 2013.с. 42-43.

Научные руководители: В.М. Пасторов, к.т.н., ведущий специалист СУП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга; Н.Л. Шулепов, начальник СРЗА Филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СЛУЧАЕ ИХ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ 110 КВ

С.Б. Здоренко
Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана

В связи с ростом тарифов на электрическую и тепловую энергии, потребителям электрической энергии стало выгодно иметь собственную генерацию, чтобы оптимизировать расходы на энергетику. Стало обычным явлением установка потребителями электрической и тепловой энергиисобственных генерирующих мощностей, вырабатывающих электрическую и тепловую энергии одновременно. Данные устройства получили название – когенерационные установки (КУ) [1].

КУ способны работать в двух режимах: автономном и параллельно с системой. При работе в автономном режиме КУ полностью удовлетворяют спрос предприятия по электрической и тепловой энергии. Данный режим обладает следующим преимуществом: так как энергосистема предприятия работает изолированно от основной энергосистемы, то изменения частоты и напряжения в основной энергосистеме не оказывают никакого влияния на энергосистему предприятия. В случае работы КУ параллельно с основной энергосистемой у предприятия появляется возможность не только удовлетворять собственный спрос, но и продавать излишки электроэнергии на оптовом рынке электрической мощности, тем самым, получая немалую прибыль. Но при данном режиме работы возникают некоторые проблемы. Для выдачи электрической мощности в энергосистему необходима повышающая подстанция. Существует 2 выхода:

1. Строительство собственной повышающей подстанции;

2. Малая генерация подключается к уже существующим тупиковым подстанциям.

На практике практически в 100% случаях используется второй вариант.

На таких подстанциях, как правило, используются стандартные наборы защит. При коротком замыкании на участке ЛЭП, ток короткого замыкания будет обусловлен системой, повреждение будет ликвидироваться дистанционной или токовой защитой, с последующим включением от АПВ.

Однако, электрооборудование и релейная защита тупиковых подстанций не рассчитаны на подключение генераторов на шины 6-10 кВ. При коротком замыкании на участке ЛЭП, ток короткого замыкания будет суммироваться из тока системы и тока от генераторов. Сработают защиты со стороны сборных шин 110 кВ и отключат подпитку от системы. Подпитку от генераторов смогут отключить только токовые защиты генераторов, т.к. защиты подстанции не рассчитаны на действие при двухстороннем питании. Это произойдет с очень большой выдержкой времени и при условии, что у них хватит чувствительности. В худшем случае произойдет слепое АПВ на неликвидированное короткое замыкание.

Так как типового решения по релейной защите подстанции при работе в таком режиме не существует, то для решения данной проблемы необходимо принимать нетрадиционные решения по реконструкции и режиму работы первичного и вторичного оборудования подстанции и питающей линии электропередач, предусмотреть установку средств диспетчерско-технологического управления.

При работе КУ в энергосистеме основная проблема – быстрая локализация аварии и предотвращение ее развития в случае сильных возмущений, приводящих к нарушению динамической устойчивости генераторов, несинхронных включений или возникновению асинхронного режима.

Также возникают проблемы с организацией быстродействующей защиты шин 10 кВ, способной функционировать при двухстороннем питании. На сегодняшний день известны три основных вида защиты шин: неполная дифференциальная защита шин, логическая защита шин и дуговая защита шин.

Неполная дифференциальная защита шин будет неселективна в случае короткого замыкания в начале зоны защит присоединения. В этом случае ток короткого замыкания будет приблизительно равен току короткого замыкания на шинах. Это приведет к одновременному отключению выключателей присоединения, генераторного и трансформаторного вводов, в результате шины будут полностью обесточены. Обеспечить селективную работу защиты шин можно только путем увеличения выдержки времени первой ступени неполной дифференциальной защиты, но тогда теряется быстродействие.

Успешное функционирование логической защиты шин возможно только при условии добавления к нормально замкнутым контактам защит присоединения нормально разомкнутых контактов срабатывания ступени логической защиты из терминалов защит генераторного ввода (рис. 1).

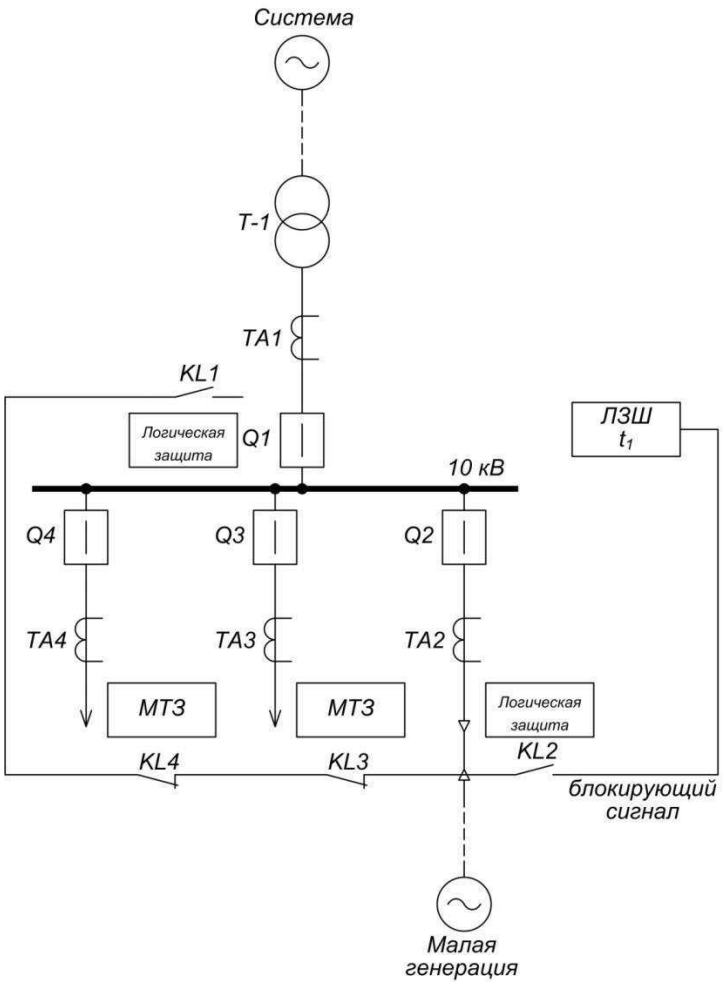


Рис. 1. Модернизация логической защиты шин

Для успешного функционирования дуговой защиты шин необходима установка волоконно-оптических датчиков в ячейку генераторного ввода, направленные в сторону кабельной линии и в сторону шин. Также необходимо предусмотреть действие дуговой защиты на отключение генераторного ввода.

При данном режиме работы вариант с дуговой защитой шин оказывается наиболее простым, доступным и обеспечивающим необходимое быстродействие.

Предлагаемые подходы по реконструкции РЗА тупиковой подстанции при установке на ней генерации решают данную проблему.

Предлагаются следующие подходы:

1. Установка основной быстродействующей защиты с абсолютной селективностью и резервных защит по обоим концам линии электропередачи 110 кВ;
2. Установка двух приемопередатчиков: одного, работающего с ВЧ защитой линии, и второго, выполняющего функции УПАСК и организация ВОЛС между подстанцией и энергоцентром для организации ТУ и ТС;
3. Установка основных и резервных защит трансформатора с действием на отключение выключателей, как с высокой, так и с низкой стороны;
4. Установка защиты от коротких замыканий на землю с высокой стороны трансформатора;
5. Установка быстродействующей защиты шин 10 кВ;
6. Установка регистраторов аварийных событий на подстанции с подключенной генерацией с возможностью автоматической передачи данных в соответствующее сетевое предприятие;

7.Действие УРОВ 6-10 кВ на отключение трансформаторов, генераторов и питающей ЛЭП;

8.Установка на ЛЭП АПВ с контролем наличия напряжения на ЛЭП;

9.Установка устройства автоматической синхронизации генераторов на выключателе 6 (10) кВ подстанции с дистанционным управлением автоматикой генераторов.

10. Для восстановления нормальной схемы работы необходимо определить порядок подачи напряжения на подстанцию с подключенной генерацией со стороны питающей подстанции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Киреенко П.Я., Дорофеев В.Н. Когенерационные установки для энергоснабжения предприятий // С.О.К. 2011. №4.

Научный руководитель: В.А. Соколов, зам. начальника СРЗА Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

ТРЕБОВАНИЯ К ХАРАКТЕРИСТИКАМ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ

А.С. Афанасенко, Г.С. Кудряшев
Иркутский государственный технический университет,
Институт энергетики

Постановка проблемы

При насыщении замкнутого магнитопровода трансформатора тока (ТТ) при значениях первичного тока, превышающих допустимые значения тока КЗ по условию десятипроцентной погрешности, происходит искажение формы синусоиды вторичного тока [2]. Возникает проблема обеспечения правильной работы современной релейной защиты и автоматики (РЗА) на микропроцессорной (МП) базе в условиях насыщения ТТ.

Факторы, влияющие на погрешность трансформаторов тока

Срабатывание измерительного органа (ИО) или блокировки МП дифференциальной защиты трансформаторов, шин обеспечивается по данным измерений, полученных за интервал времени 3-5 миллисекунд (мс) от момента возникновения короткого замыкания (КЗ). Это позволяет принять ступень селективности МП РЗА 100-200 мс [1]. Реализация данных требований зависит от функционирования ТТ в режиме переходного процесса, а именно от:

- содержания апериодической составляющей в токе КЗ;
- наличия остаточной индукции в сердечнике магнитопровода ТТ;
- броска тока намагничивания силовых трансформаторов в первичной обмотке ТТ.

Эти особенности вынуждают повышать многократно мощность и требования к точности работы ТТ с замкнутым сердечником, применяемых в схемах МП РЗА.

В электромеханических релейных защитах, как правило, принята ступень селективности 400-500 мс при времени срабатывания пускового органа (ПО) защиты 40-50 мс. Переходные процессы в первичной сети на функционирование электромеханических защит влияния не оказывают.

Заложенные при проектировании принципы и исполнение МП РЗА позволяют исключить влияние переходных процессов на работу ИО защиты. При времени срабатывания ИО МП РЗА 3-5 мс реально использовать ТТ с замкнутым магнитопроводом [1].

Особенности выбора трансформаторов тока для микропроцессорной релейной защиты с учётом её быстродействия

Условия выбора ТТ для МП РЗА требуют [4]:

выполнить расчёт по допустимой нагрузке на зажимах вторичной обмотки ТТ при допустимом максимальном токе КЗ;

обеспечить необходимую мощность, отдаваемую ТТ для проектируемой МП РЗА в режимах КЗ.

Обеспечение этих требований затрудняется ввиду отсутствия единых утверждённых методик. Фирмы-производители МП РЗА, как правило, в руководствах по применению МП терминалов защит приводят упрощенные методики расчёта ТТ [8].

Методы проверки ТТ, используемых в схемах релейной защиты, выполненной на электромеханических реле, изложены в «Инструкции по проверке ТТ, используемых в схемах релейной защиты», выпущенной в 1960 году. Методы позволяют оценить пригодность ТТ по погрешности в установившемся режиме КЗ. Полная погрешность ТТ не должна превышать 10% по вторичному току и 7 градусов по углу. Эти значения должны обеспечиваться в приделах расчётных максимальных величин первичного тока КЗ. Порядок расчётов изложен в методике проверки ТТ на 10% погрешность с использованием действительных или типовых характеристик намагничивания ТТ.

Исследования поведения ТТ при переходных процессах позволяют оценить погрешности ТТ в зависимости от вторичной нагрузки. Полученные результаты показали, что погрешность ТТ в этих расчётах зависит от вторичной нагрузки, влияние которой сказывается незначительно, однако в течение первого полупериода протекания тока КЗ допустимая точность трансформации тока (ДТТ) напрямую зависит от этой нагрузки [1, 5].

При эксплуатации РЗА на электромеханической элементной базе срабатывание ПО защиты в первый полупериод тока КЗ не происходит, следовательно, переходный процесс в начальный момент КЗ на работу таких защит практически не влияет.

Срабатывание ИО МП РЗА происходит в первом полупериоде переходного процесса при КЗ. Поэтому требования к ДТТ в первом полупериоде тока КЗ являются основными и определяются по дополнительным условиям, описывающим работу ТТ в первом полупериоде тока КЗ.

Выбор ТТ ведется по расчётной индукции насыщения (B_s), определяемой по вторичной ЭДС насыщения в точке перегиба вольтамперной характеристики (ВАХ) намагничивания ТТ [3, 7]. Значение B_s, принятое заводом-изготовителем, определяется зависимостью:

$$B_s = \frac{I_{2ном} \cdot K'_{10\,ном} \sqrt{\left(R_{2T} + Z_{н\,ном} \cdot 0{,}8\right)^2 + \left(Z_{н\,ном} \cdot 0{,}6\right)^2}}{W_2 Q_{ст}}, \quad (1)$$

где $K'_{10\,ном}$ – номинальная предельная кратность; $Z_{н\,ном}$ – номинальная вторичная нагрузка с $\cos\varphi = 0{,}8$; W_2 – число витков вторичной обмотки; $Q_{ст}$ – сечение стали магнитопровода.

Используемые в расчётах кривые предельной кратности первичного тока, приведенные в руководящих документах по РЗА, построены с учетом ограничения предельного значения индукции ($B_{пр}$) $B_{пр}$ = 1,8 Тл в установившемся режиме КЗ. Технические данные ТТ берутся из информационных материалов заводов-изготовителей [6]. Однако значение $B_{пр}$ разными производителями для различных типов ТТ жёстко не регламентируются и не задаются [3].

Расчёты вторичной нагрузки и параметры режима ТТ в переходных процессах задаются самые неблагоприятные:

- остаточная индукция $B_r = 0{,}8B_s$ [4];
- апериодическая составляющая тока КЗ максимальна и совпадает по знаку с B_r;

- принимается в соответствии с заданным условием $B_s = B_{пр} = 1,8$ Тл.

При этом получаем $B_r = 1,44$ Тл, то есть при достижении предельного значения индукции $B_{пр}=1,8$ Тл в момент насыщения ТТ ток трансформируется во вторичную цепь с допустимой погрешностью достаточно точно.

Достоверное значение индукции насыщения $B_{пр}$ в расчётах позволяет оценить реальную мощность ТТ, что для МП РЗА имеет немаловажное значение.

По известным значениям сечения магнитопровода ($Q_{ст}$), количеству витков (W_2) вторичной обмотки ТТ рассчитывается максимальное значение индукции, заложенное производителем.

Необходимо отметить, что для МП РЗА расчётная нагрузка на вторичную обмотку ТТ, а следовательно, и потребляемая мощность значительно ниже по сравнению с электромеханическим устройствами РЗА.

В установившемся режиме КЗ максимальная мощность, отдаваемая ТТ при 10% погрешности, увеличивается на паспортную номинальную предельную кратность ($К_{10\ ном}$), то есть составляет $S_{ном}К_{10\ ном}$.

В режиме однофазного КЗ расчётная вторичная нагрузка на ТТ увеличивается, увеличивается и потребляемая мощность, что может привести к насыщению ТТ в переходном и установившемся режиме при КЗ. Нагрузка МП РЗА на ТТ составляет не более 0,5 ВА, в которой основная нагрузка – это соединительные провода. Поэтому расчётным видом КЗ в сетях с глухозаземлённой нейтралью рассматривается установившийся режим однофазного КЗ.

В переходных режимах вторичную нагрузку на ТТ допустимо определять расчётом по предельной кратности первичного тока при допустимой 10%-ной полной погрешности.

В переходных режимах для оценки срабатывания ИО МП РЗА принимается интервал ДТТ, то есть интервал времени 3-5 мс от начала КЗ до срабатывания ИО дифференциальных МП РЗА шин и трансформаторов. Для дистанционных защит этот интервал составляет 10 мс и более [1, 4]. Решение о пригодности выбранного ТТ для МП РЗА с заданным временем срабатывания ИО определяется по допустимому току КЗ, сопротивлению нагрузки и мощности ТТ. Возможен и обратный подход к этой задаче, когда по характеристикам выбранного ТТ, значению тока КЗ и расчетному сопротивлению нагрузки определяется время первого интервала насыщения, по которому оценивается пригодность ТТ для данной МП РЗА [1, 4]. На практике, как правило, выбирается ТТ, а затем по его характеристикам определяется интервал времени первого насыщения, который сравнивается с интервалом ДТТ.При остаточной индукции в сердечнике ТТ насыщение возможно и при синусоидальном активном токе. При этом апериодическая составляющая в токе КЗ отсутствует. Этот режим возникает в момент перехода синусоиды тока через ноль с одновременным совпадением по направлению полуволн остаточной индукции в сердечнике ТТ и первичного тока КЗ. В этом случае насыщение ТТ происходит быстрее, чем при токе с апериодической составляющей, то есть время первого интервала насыщения сокращается. Это приводит в первом полупериоде к отказу МП дифференциальных защит, так как ДТТ происходит в меньший интервал времени, чем 3-5 мс. Срабатывание ИО МП РЗА произойдет с задержкой – уже в следующем полупериоде тока КЗ [1].

У большинства ТТ, применяемых в МП РЗА, вторичная обмотка имеет индуктивное сопротивление большее, чем активное сопротивление всей вторичной цепи. Результаты расчётов, выполненные с учётом максимальной апериодической составляющей тока КЗ и остаточной индукции в сердечнике ТТ, показывают отрицательное влияние индуктивного сопротивления вторичной обмотки ТТ. Происходит уменьшение временного интервала ДТТ, что сказывается на быстродействии МП защит. Максимальный интервал ДТТ обеспечивается при активном сопротивлении вторичной цепи [4]. Неучёт в расчётах остаточной индукции в ТТ уменьшает интервал ДТТ и может привести к излишнему срабатыванию дифференциальных защит при внешних КЗ.

Выводы

Для обеспечения надежной работы МП РЗА требуется разработка методики расчёта и выбора ТТ по условиям работы в переходных режимах. Методика должна учитывать влияние следующих факторов и характеристик:

- нагрузка ТТ и её характер (активный, активно-индуктивный, индуктивный);
- схема соединения вторичных цепей ТТ;
- расчётный вид КЗ;
- наличие остаточной индукции;
-предельное значение магнитной индукции, установленное заводом-изготовителем ТТ;
- наличие в токе апериодической составляющей, её полярность, постоянная времени и амплитуда;
- наличие периодических бросков тока (в том числе тока намагничивания силового трансформатора);
- быстродействие используемых защит.

Приведённый список не является исчерпывающим, однако адекватный учёт перечисленных свойств при выборе ТТ позволит обеспечить более надёжную работу устройств РЗА. Разработка методики позволит обеспечить ДТТ и гарантировать правильную работу МП РЗА в переходных процессах без вынужденного увеличения времени срабатывания ИО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Циглер Г. Цифровая дифференциальная защита: принципы и область применения. – перевод с английского под редакцией Дьякова А.Ф. М.: Знак, 2008. 273 с.

2. Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. М-Л.: Энергия, 1965. 240 с.

3. Афанасьев В.В., Адоньев Н.М., Кибель В.М. [и др.]. Трансформаторы тока. 2-ое изд. перераб. и доп. Л: Энергоатомиздат, 1989. 416 с.

4. Королёв Е.П., Либерзон Э.М. Расчёты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. М.: Энергия, 1980. 208с.

5. Кужеков С.Л., Нудельман Г.С. Трансформаторы тока в цепях релейной защиты. Задачи противодействия насыщению ТТ значительно шире // Новости электротехники. 2009. №1. С. 30-32.

6. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

7. Cigre WG B5.02. Co-ordination of Relays and Conventional Current transformers.

8. IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying. IEEEStd.C37.110, 1996.

Научный руководитель: Г.С. Кудряшев, д.т.н., профессор, заслуженный работник высшей школы, ФГБОУ ВПО ИрГТУ, Институт энергетики, профессор кафедры электрических станции, сетей и систем.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СМЕЩЕНИЯ ПОЛЮСОВ ДЛЯ НАСТРОЙКИ РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ ПО ИДЕНТИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В.А. Тащилин, П.В. Чусовитин, Г.С. Шабалин, А.В. Паздерин
ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Введение:современные регуляторы возбуждения являются основным средством поддержания напряжения в энергосистеме. За обеспечение уровня напряжения при любых режимах работы отвечает канал регулятора возбуждения по отклонению напряжения. При наличии этого канала может ухудшаться демпфирование электромеханических колебаний, что может также приводить к нарушению устойчивости. Для предотвращения таких ситуаций в регулятор возбуждения добавляется стабилизирующий канал по отклонению частоты.

Базовые принципы определения параметров стабилизирующих каналов изложены в [1]. На сегодняшний день существуют различные подходы к улучшению демпфирующих свойств как за счет совершенствования методик определения параметров каналов стабилизации [2], так и за счет совершенствования их структуры [3].

Использование методов идентификации для получения эквивалентных динамических моделей энергосистемы в свою очередь существенно повлияло на подходы к настройке стабилизирующих каналов. Применение фильтра Калмана для настройки регуляторов представлено в [4,5], метода Прони в [6]. Кроме того, настройку регуляторов по идентифицированной модели можно осуществлять с помощью стандартных методов. В [7] показан способ настройки стабилизирующего канала за счет стандартных приемов теории управления, примененных к идентифицированной модели.

Основным преимуществом использования идентификации является тот факт, что полученная модель отражает свойства энергосистемы для текущей схемно-режимной ситуации, а ее использование позволяет получить настройки, адаптированные для данного конкретного режима. Возможности использования идентифицированной модели для оценки устойчивости энергосистемы показаны в [8].

Тестовая модель**:** Предлагаемый подход был опробован на простой одномашинной схеме, представленной на рисунке 1.

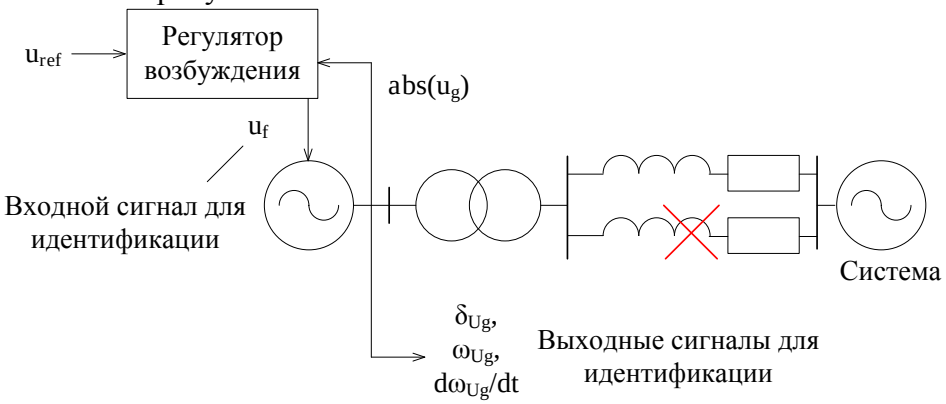


Рисунок 1. Схема тестовой сети

При опробовании предлагаемого метода использовалась простейшая модель регулятора возбуждения. Используемая структура представлена на рисунке 2. Для предложенного регулятора коэффициенты усиления по напряжению и производной напряжения служат для увеличения предела передаваемой мощности и не участвуют в

демпфировании колебаний. По этой причине данные коэффициенты были выбраны для обеспечения максимальной пропускной способности системы и не участвовали в настройке.

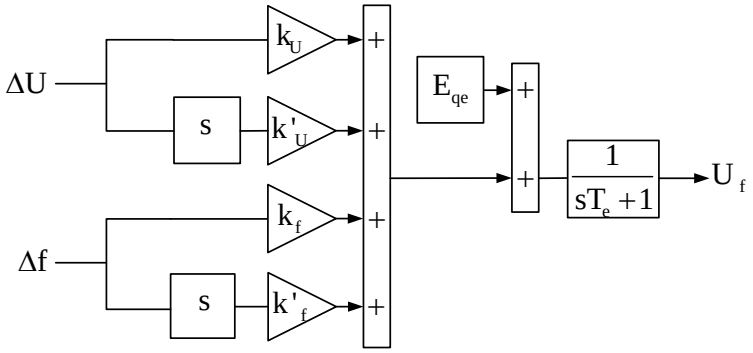


Рисунок 2. Структура регулятора возбуждения

Метод идентификации**:**. В рамках данного исследования использовался метод MOESP [9]. Данный выбор обусловлен тем, что метод был специально разработан для идентификации многомерных моделей в пространстве состояний. Кратко опишем суть используемого метода.

Динамический эквивалент энергосистемы, получаемый за счет идентификации, представляется в виде дискретной модели в пространстве состояний:

$$\begin{cases} x_{k+1} = Ax_k + Bu_k \\ y_k = Cx_k + Du_k \end{cases} \quad (1)$$

Здесь, A – матрица состояния, B – матрица управления или входная матрица, C – матрица наблюдения или входная матрица, D – матрица прямой связи, x– вектор переменных состояния, u – вектор входных переменных, y– вектор выходных переменных.

Структура дискретной модели в пространстве состояний представлена на рисунке 3.

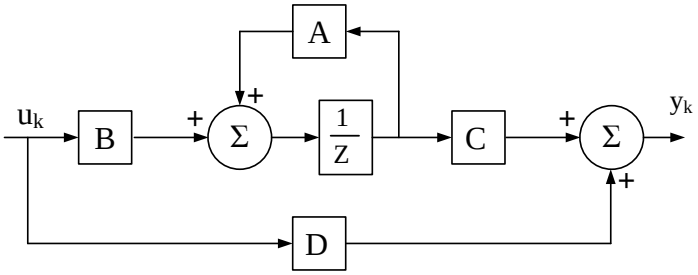


Рисунок 3. Дискретная модель в пространстве состояний

Для получения элементов матриц A, B, CиDприменяются инструментарий линейной алгебры и метод наименьших квадратов к сэмплированным входным и выходным данным. Более детальное изложение данного метода и его применения изложено в [9],[10].

Метод смещения полюсов**:** При добавлении к идентифицированной модели системы управления, описание последней будет соответствовать следующему уравнению:

$$u = -Ky \quad (2)$$

Структурная схема, для данного случая, представлена на рисунке 4.

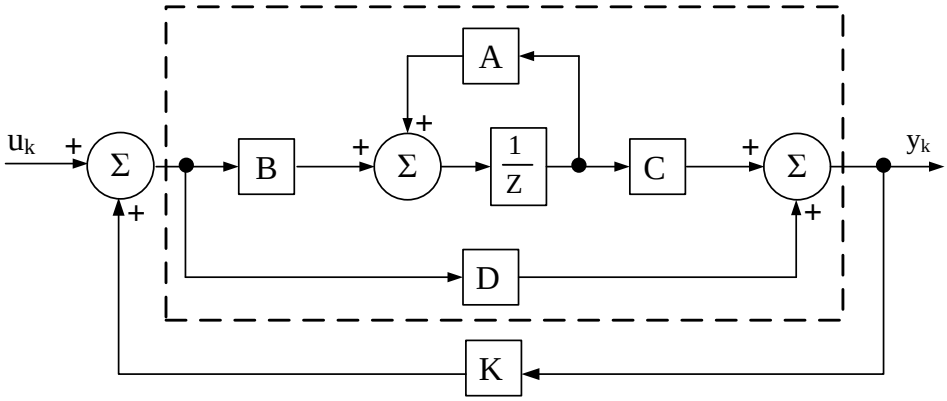


Рисунок 4. Структура модели с обратной связью

Для смещения полюсов использовался метод, представленный в [11]. Для системы описываемой уравнением:

$$x_{k+1} = Ax_k + Bu_k \quad (3)$$

данный метод вычисляет матрицу обратной связи K, таким образом, чтобы полюса замкнутой системы соответствовали изначально заданному набору полюсов. При этом управляющие переменные описываются уравнением:

$$u = -Kx \quad (4)$$

Стоит отметить, что полюса системы, представленной в виде пространства состояний отражают динамические свойства системы. По ним можно судить об устойчивости системы, основных колебательных модах и степени демпфирования соответствующих колебаний.

Выбор требуемых полюсов замкнутой системы основывается на анализе полюсов идентифицированной модели. Поскольку полюса идентифицированной модели отражают динамические свойства реальной модели, то при формировании вектора требуемых полюсов достаточно изменить действительные части полюсов, обладающих наименьшим коэффициентом демпфирования, частоты которых соответствуют низкочастотным колебаниям.

Таким образом для применения данного метода необходима идентифицированная модель реальной системы в пространстве состояний, соответствующая структурной схеме, представленной на рисунке 4, и вектор требуемого расположения полюсов замкнутой системы.

Однако непосредственное применение метода идентификации позволяет получить модель, соответствующую рисунку 3. Для того, чтобы привести модель на рисунке 3 к модели, представленной на рисунке 4 необходимо выполнить преобразование модели в пространстве состояний таким образом, чтобы матрица C стала единичной матрицей, а матрица D стала равной нулю. При таком представлении переменные состояния становятся выходными переменными. В отношении идентификации, это говорит о том, что переменными состояния являются те реальные физические переменные, которые использовались для идентификации. Соответственно, матрица обратной связи K определяет коэффициенты влияния реальных физических сигналов на входную величину. Такое преобразование можно выполнить за счет трансформации идентифицированной модели в вектор передаточных функций, а затем для полученного вектора применить обратную трансформацию в модель в пространстве состояний в требуемом виде.

Таким образом, при использовании сигнала отклонения частоты и сигнала производной отклонения частоты в качестве выходных переменных для идентификации и напряжения возбуждения генератора в качестве входного сигнала, коэффициенты обратной связи будут соответствовать коэффициентам усиления в соответствующихстабилизирующих каналах регулятора возбуждения.

Результаты моделирования**:** Идентификация эквивалентной модели возможна только для переходного процесса. В качестве возмущения рассматривалось отключение одной из

двух параллельных линий связи в соответствии с рисунком 1. Измерения возникающего при этом переходного процесса использовались для идентификации эквивалентной модели, соответствующей новой схемо-режимной ситуации.

На рисунке 5 представлено сравнение переходных процессов при отключении линии для случая без регулирования напряжения, при наличии регулятора возбуждения с усредненными настройками и регулятора возбуждения с параметрами регулятора, полученных согласно предлагаемому методу.

При отсутствии регулирования, послеаварийный режим неустойчив, однако при добавлении регулятора возбуждения с некоторыми усредненными коэффициентами устойчивость сохраняется, однако переходный процесс сопровождается слабодемпфированными электромеханическими колебаниями.

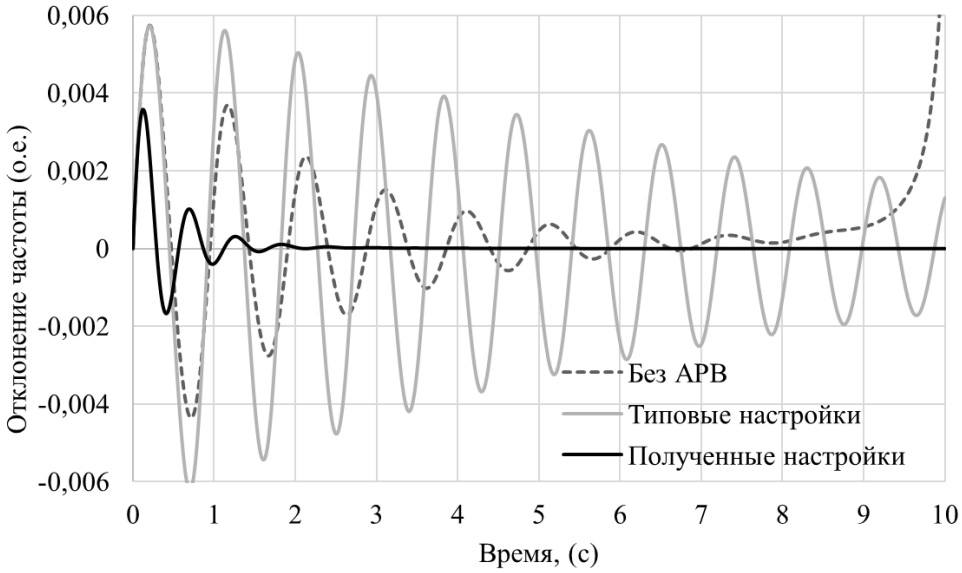


Рисунок 5. Сравнение переходных процессов при отключении линии

Данный переходный процесс использовался для идентификации эквивалентной модели с помощью которой были получены новые параметры регулятора возбуждения, благодаря этому удалось добиться существенного улучшения демпфирования электромеханических колебаний.

Сравнение типовых настроек и полученных настроек также было выполнено для переходного процесса, вызванного коротким замыканием на одной из линий при исходном режиме работы. Результаты сравнения представлены на рисунке 6.

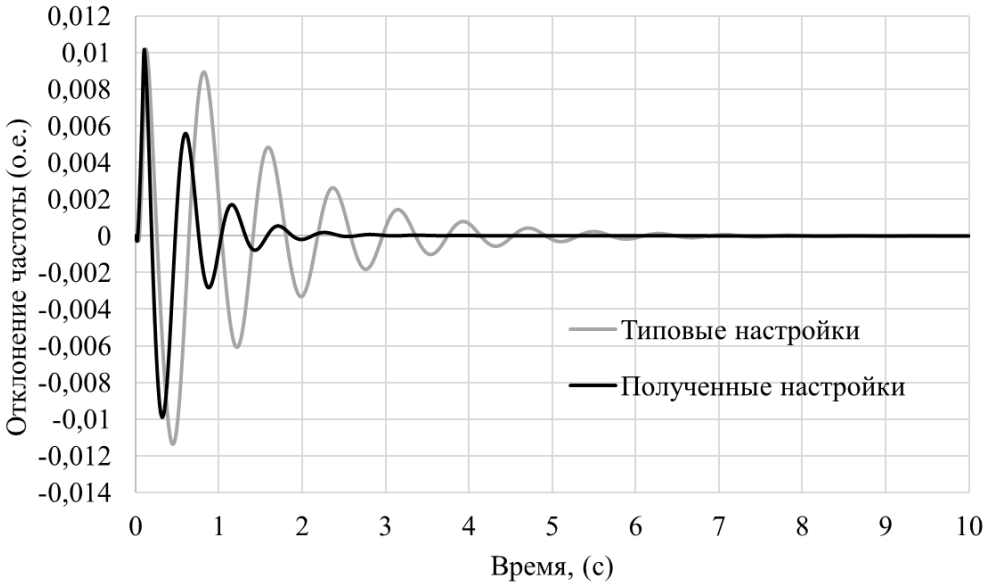


Рисунок 6. Сравнение переходных процессов при к.з.

Как видно, в данном случае также наблюдается улучшение демпфирования электромеханических колебаний.

Выводы: Результаты данной статьи позволяют сделать вывод о принципиальной возможности использования идентифицированных моделей для настройки регуляторов возбуждения. Реализация такой функции позволит адаптировать энергосистему за счет изменения параметров АРВ для каждого актуального режима. В результате этого можно увеличить устойчивость энергосистемы, что приведет к увеличению пропускной способности сети и даст дополнительные возможности для оптимизации режима. Основным из преимуществ данного метода является возможность его применения без выведения генератора или его регулятора из работы. Кроме того, за основных принципов данного метода достигается координация всех регуляторов, участвующих в настройке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. F.P. Demello, C. Concordia Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control // IEEE Transactions on Power Applied Systems. 1969. №. 88. С.316-329.

2. G. Ramakrishna, O.P. Malik Adaptive PSS using a simple on-line identifier and pole-shift controller // Electrical Power Systems Research. 2010. № 80. С.406-416.

3. Jawad Talaq, Optimal power system stabilizers for multi machine systems // Electrical Power and Energy Systems. 2012. № 43. С.893-803, 2012.

4. Damir Sumina, Neven Bilic, Mato Miskovic Parameter tuning of power system stabilizer using eigenvale sensitivity // Electric Power System Research. 2011. № 81, С.2171-2177.

5. Giuseppe Fusco, Mario Russo Nonlinear control design for excitation controller and power system stabilizer // Control Engineering Practice. 2011. № 19. С.243-251.

6. Gang Chen, Yuanzhang Sun, Lin Cheng, Jin Lin, Weixing Zhao, Cheng Lin, A novel PSS-online re-tuning method // Electrical Power System Research. 2012. № 91. С.87-94.

7. Masayuki Watanabe, Masaru Fukushima, Tomohiro Maeda, Yasunori Mitani Power system controller design based on model identification with phasor measurements // Proceedings of the IASTED Asian Conference Power and Energy System (AsiaPES 2012). 2012. Phuket, Thailand. С.1-6.

8. Чусовитин П.В., Паздерин А.В. Мониторинг устойчивости нергосистемы на основе динамического эквивалента, определенного по векторным измерениям // Электричество. 2013. № 2. С.8-11.

9. Tohru Katayama, Subspace methods for system identification: A Realization Approach. London: Springer, 2005. 398 С.

10. J. Kautsky, N.K. Nichols, P. Van Dooren Robust Pole Assignment in Linear State Feedback // International Journal of Control. 1985. № 41. С. 1129-1155.
11. P. Chusovitin, A. Pazderin, Implementation of Power System Model Identification for Locating In-phase Generators // Proceedings of 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin. 2012.

Научный руководитель: А.В. Паздерин, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электрических систем.

СПОСОБЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКИРОВОК УСТРОЙСТВ АЧР ОТ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ

П.В. Кошеваров
Филиал ОАО "СО ЕЭС" Региональное диспетчерское управление энергосистемы Томской области, СРЗиА

В настоящее время в энергосистемах для отстройки от ложных срабатываний быстродействующей ступени устройств АЧР применяются следующие виды блокировок:

- токовая блокировка;
- блокировка по направлению мощности;
- блокировка по скорости снижения частоты.

Несмотря на это, довольно часто происходят случаи ложной работы устройств АЧР, связанные с полным «погашением» подстанций: в цикле АПВ, АВР при кратковременном отключении питающих линий.

Ложные срабатывания в данных случаях объясняются установленными синхронными компенсаторами, ГТЭС или наличием у потребителей значительной доли двигательной нагрузки. При кратковременном или полном «погашении» подстанций на шинах продолжается поддерживаться напряжение в течении нескольких секунд в процессе группового выбега электродвигателей с одновременным снижением частоты. Продолжающаяся подпитка нагрузки от мощных электродвигателей может оказаться достаточной для срабатывания пусковых токовых реле АЧР. В данном случае применение некоторых видов блокировок АЧР будет неэффективным.

Анализ эффективности применения того или иного вида блокировок необходимо проводить по следующим критериям оценки работы устройств АЧР:

- анализ состава электроустановок потребителей в части имеющейся двигательной нагрузки, зависимости от схем питания электроустановок;
- определение длительности процесса снижения напряжения и частоты в отделившейся части энергосистемы (подстанции или группы подстанций) при их «погашении»;
- определение скорости снижения частоты при дефиците мощности в энергосистеме;
- оценка чувствительности видов блокировок устройств АЧР в условиях различных режимов работы и аварий энергосистемы.

Оценку эффективности применения блокировок предлагается выполнять с применением осциллограмм аварийных процессов. Анализ осциллограмм производится для определения качественных характеристик работы блокировок при полном отключении

питания подстанции или энергорайона: изменение напряжения и частоты на подстанции, направления мощности и величины тока блокирующего органа устройства АЧР.

На рисунке 1 представлен один из характерных примеров «погашения» группы подстанций 220, 110 кВ Томской энергосистемы. При двух выведенных питающих ПС 110 кВ Мельниково-110 ВЛ 110 кВ Левобережная – Мельниково (I, II цепь) произошло последовательное аварийное отключение ВЛ 220 кВ Томская - Володино (I и II цепь) с неуспешным АПВ и «погашением» подстанции. На ПС 110 кВ Мельниково-110 зафиксирована ложная работа устройства АЧР.

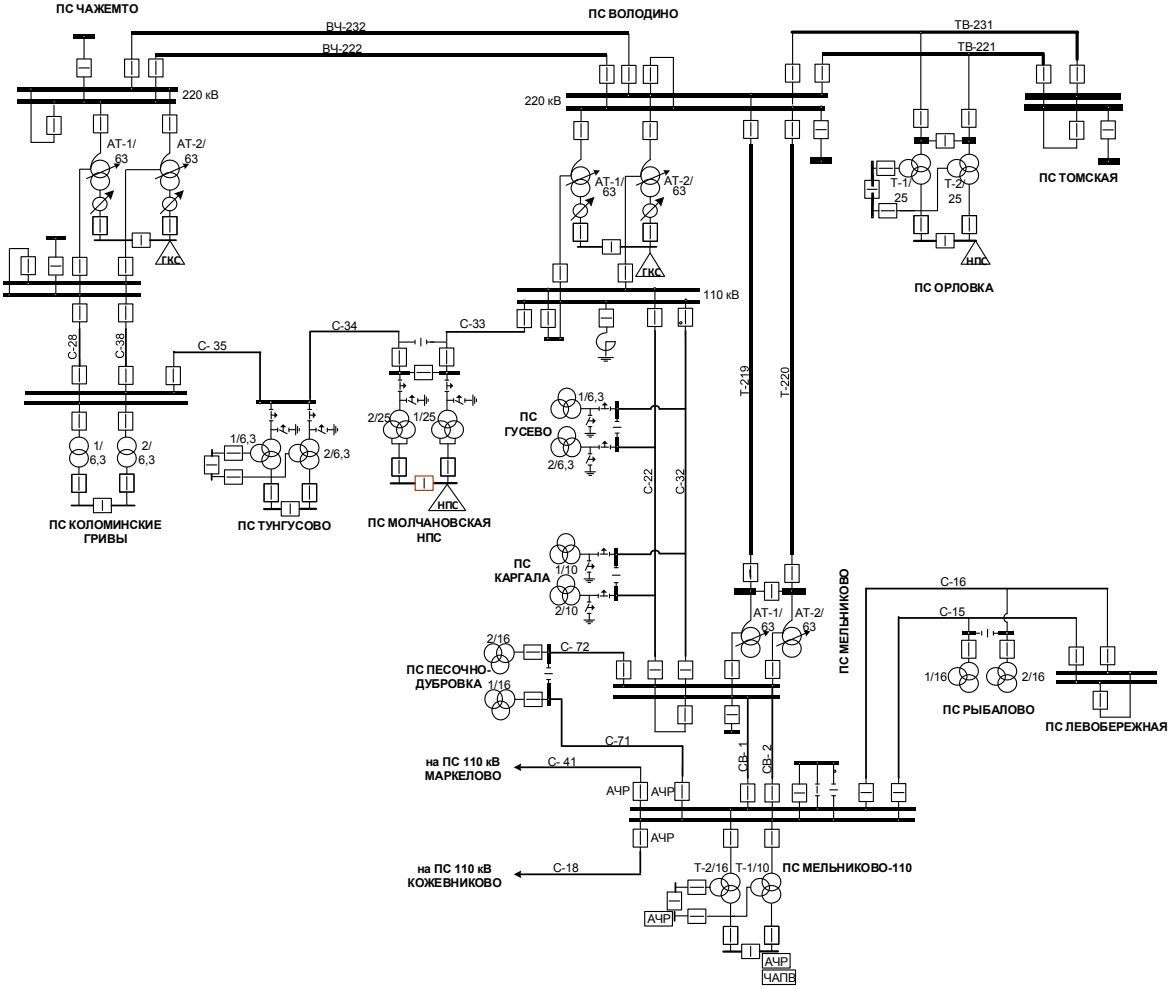


Рис. 1. Схема сети энергорайона ПС 110 кВ Мельниково-110

Нагрузка данной подстанции имеет сельско-бытовой характер, однако на осциллограмме аварийного события рисунка 2 видно что, ток ввода 10 кВ трансформаторов в течении всего времени срабатывания АЧР (0,3 с) поддерживался примерно равным току доаварийного нормального нагрузочного режима. Подпитка нагрузки ПС 110 кВ Мельниково-110 продолжалась от двигательной нагрузки, в частности от достаточно удаленных: синхронного двигателя ПС 110 кВ Молчановской НПС, газокомпрессорной станции на ПС 220 кВ Володино и двигательной нефтяной нагрузки энергорайона ПС 220 кВ Парабель.

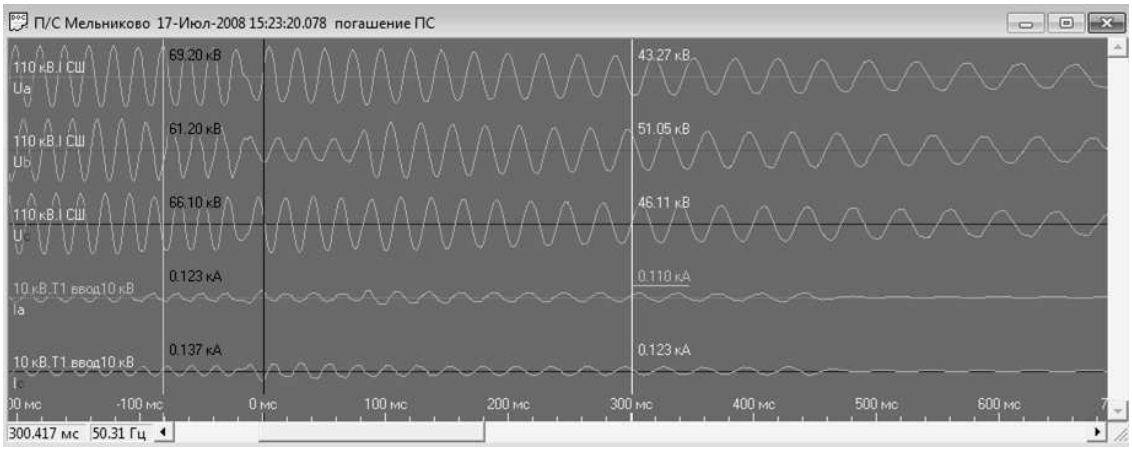


Рис. 2. Осциллограмма напряжений и токов ПС 110 кВ Мельниково-110.

Следует отметить, что уставка токовой блокировки АЧР выбирается по условию обеспечения чувствительности к минимальному току нагрузки и для данного случая «погашения» подстанции токовая блокировка будет неэффективна. Применение блокировки по направлению мощности также будет неэффективным, ввиду того, что направление перетока сохранилось в сторону нагрузки.

Вариантом решения проблемы ложного действия блокировки АЧР в данном случае является применение блокировки по скорости снижения частоты. На рисунке 3 представлен график изменения частоты напряжения в процессе группового выбега электродвигателей данного аварийного события. Учитывая, что замедление двигателей от номинальной частоты вращение до значений $0{,}8\text{-}0{,}9 \cdot f_{ном}$ можно считать равномерно замедленным [1], начальное расчетно-графическое значение скорости изменения частоты составляет порядка 50 Гц/с.

На рисунке 4 представлен расчетный аварийный процесс изменения частоты южной части Томской энергосистемы в результате ее отделения от ОЭС Сибири с последующим действием ЧДА ТЭЦ СХК и ЧДА Томской ГРЭС-2. Максимальная расчетная прогнозируемая скорость снижения частоты в выделившейся части Томской энергосистемы при дефиците мощности 63 % составит 6,6 Гц/с.

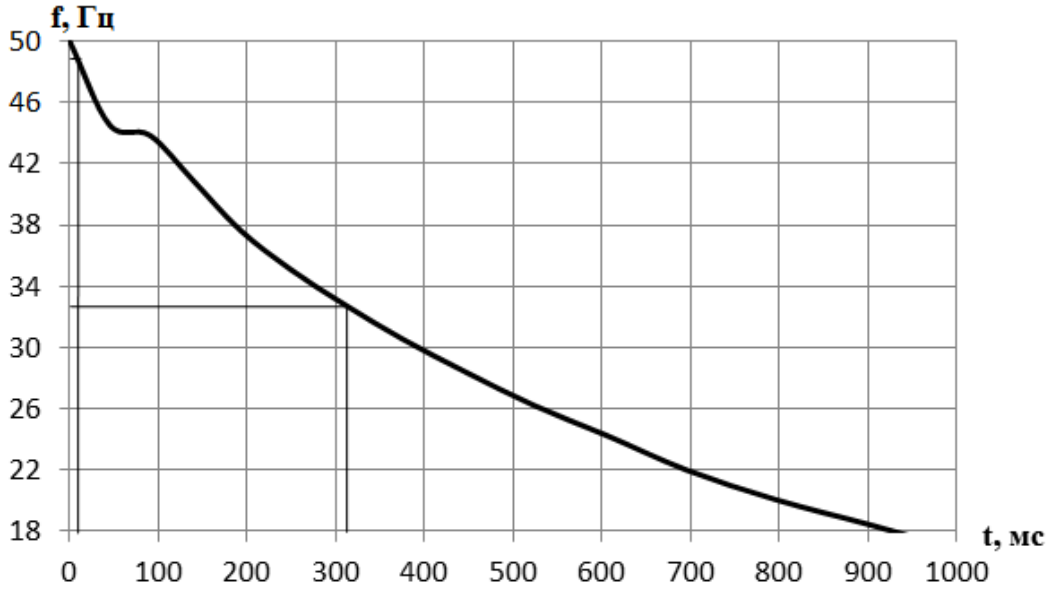


Рис. 3. Изменение частоты отключившегося энергорайона ПС 110 кВ Мельниково-110.

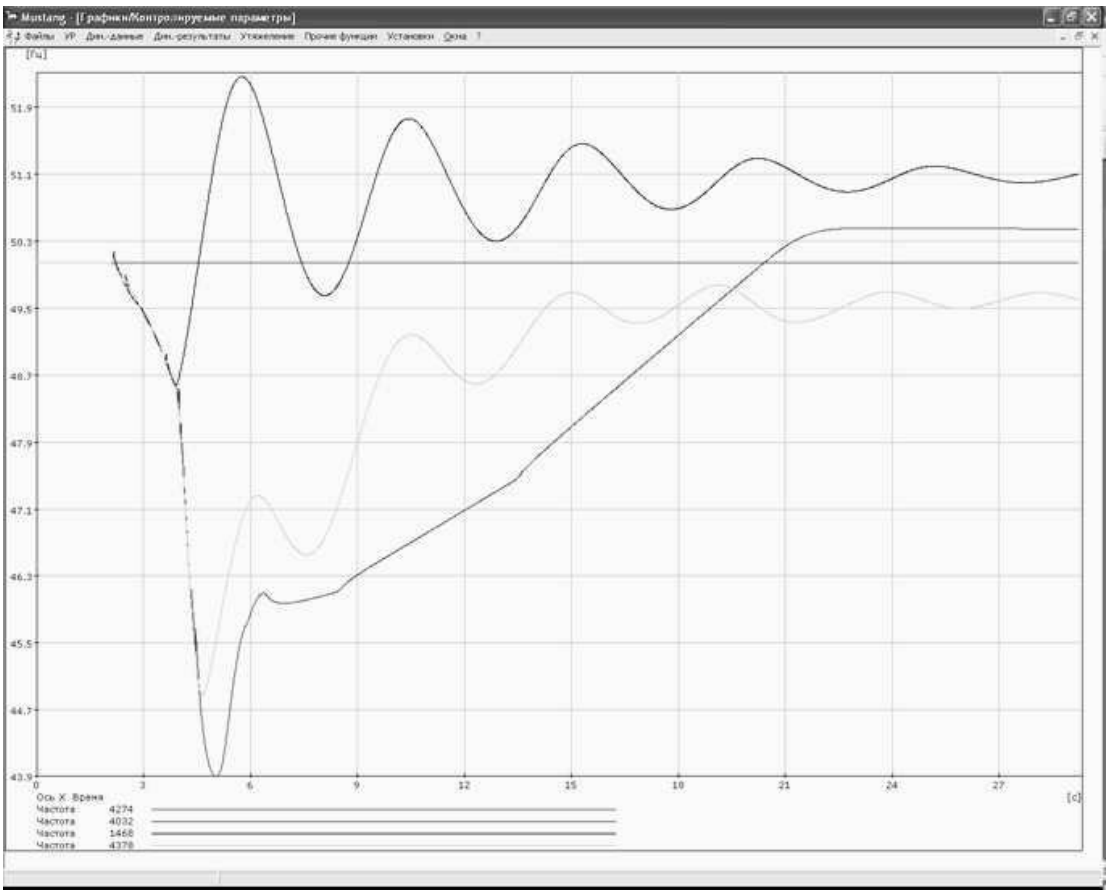


Рис. 4. Расчетный процесс изменения частоты при системном дефиците в Томской энергосистеме.

Таким образом блокировка АЧР, отстроенная от скорости снижения частоты при дефиците мощности в энергосистеме, является эффективным средством борьбы с излишними срабатываниями, независимо от схемы питания подстанций. Большая разница между скоростью снижения частоты при дефиците в энергосистеме и при «погашении» подстанции позволяет выставить уставку блокировки по скорости снижения частоты с обеспечением необходимой чувствительности.

Осциллограмма другого характерного примера ложной работы АЧР с токовой блокировкой представлена на рисунке 5. Его особенностью является распределенная двигательная нагрузка на большом участке энергорайона Томской энергосистемы, питающегося по двум транзитным линиям 220 кВ.

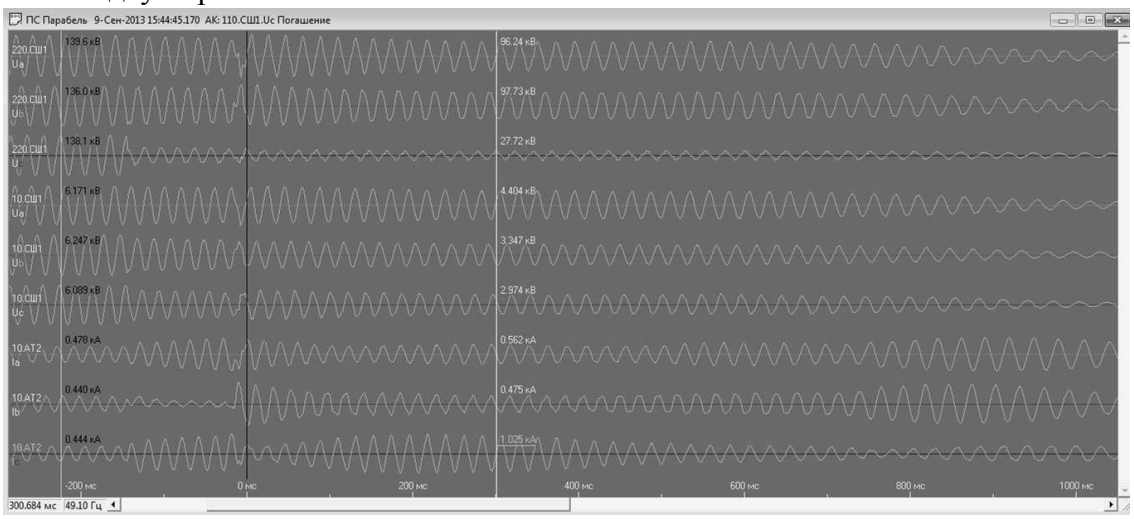


Рис. 5. Осциллограмма погашения энергорайона ПС 220 кВ Парабель.

В результате аварийного отключения одной из питающих цепей ВЛ 220 кВ Чажемто - Парабель, при выведенной в ремонт второй цепи ВЛ 220 кВ Чажемто - Парабель, на ПС 220 кВ Парабель произошла ложная работа АЧР. Из анализа осциллограммы видно, что величина тока по вводам 10 кВ автотрансформаторов после отключения питающих линий увеличивается, при этом меняется его направление - во внешнюю сеть. Все параметры для ложной работы АЧР данного «погашения» выполняются – блокировка по току АЧР неэффективна.

В результате проведенных анализов различных осциллограмм аварийных процессов можно сказать следующее:

- наиболее эффективным способом блокировки устройств АЧР, не зависящим от варианта подключения подстанции к сети, а также от объема двигательной нагрузки в сети является применение блокировки по скорости снижения частоты;

- применение токовой блокировки или блокировки по направлению мощности эффективно при установке устройств АЧР на одиночных тупиковых подстанциях в случае их питания от подстанций, имеющих не менее трех источников питания.

ВЫВОДЫ:

Ввиду отсутствия точных данных по двигательной нагрузке и как следствие невозможности получения достоверных расчетных данных по характеру изменения частоты и напряжения энергорайона «погашения» подстанции для определения эффективности применяемых блокировок устройств АЧР необходимо проводить анализ практических аварийных случаев «погашения» подстанций и на их основе прогнозировать эффективность применения блокировки АЧР для характерных вариантов «погашения».

Основным показателем применения различных видов блокировок устройств АЧР является не только наличие двигательной нагрузки на подстанциях, но и схема питания подстанций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352 с.

2. Александров В.Ф., Езерский В.Г., Захаров О.Г., Малышев В.С. Частотная разгрузка в энергосистемах. М.: Энергопрогресс, 2007. 176 с.

Научный руководитель: Н.А. Панков, начальник СРЗиА Томского РДУ

ПРОВЕРКА ЦИФРОВОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИПТК РЕТОМ-61

С.С.Ястребов, Э.Р.Григорян, Г.Р.Головнев
Северо-Кавказский федеральный университет

Дистанционная защита (ДЗ) является одной из наиболее распространенных типов резервных защит для линий электропередач напряжением 110 кВ и выше. В настоящее время все вновь вводимые и реконструируемые защиты выполняются на основе цифровых устройств релейной защиты и автоматики [1, 2].

Надежность работы устройств релейной защитыи автоматики (РЗА) во многом определяется возможностью проведения их полной или частичной проверки, как в условиях эксплуатации на энергообъектах, так и при наладочных работах. Такие проверки проводятся регулярно с использованием специальных приборов, например измерительного программно-

технического комплекса (ИПТК) РЕТОМ-51, РЕТОМ-61 или OMICRON. Проверкацифровых устройств РЗА требует значительных затрат времени и высокой квалификации персонала, поэтому при решении данной задачи необходимо применять различные средства автоматизации. Наиболее гибким инструментом является программная библиотека РЕТОМ-Мастер, которая поставляется совместно с ИПТК РЕТОМ-61 [3].

Цель настоящей работы – создание программы автоматической проверки цифровых устройств резервной защиты линий на напряжение 110-330 кВ. Для этого, с использованием программной библиотеки РЕТОМ-Мастер на языке программирования Visual Basic for Applications (VBA), была создана программа автоматической проверки цифровых устройств РЗА, работающая в комплексе с ИПТК РЕТОМ-61. В качестве устройства цифровой РЗА использовался терминал «Сириус-3-ЛВ-02».

Данное устройство предназначено для резервной защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью. В этом устройстве реализованы следующие функции защиты [4]: четырехступенчатая дистанционная защита, четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности, ненаправленная токовая отсечка, ненаправленная максимальная токовая защита, защита от обрыва фаз и несимметрии. На первом этапе разработки программы автоматической проверки цифровых устройтсв РЗА исследовалась дистанционная защита. Она реагирует на отношение подведенных к измерительному органу напряжения и тока, т.е. на сопротивление. Режим короткого замыкания отличается от нормального режима работы сети пониженным значением напряжения и повышенным значением тока. При исследовании дистанционной защиты как правило, строится характеристика срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости (рисунок 2, а). Схема соединения ИПТК РЕТОМ-61 и «Сириус-3-ЛВ-02»приведена на рисунке 1. Блок Т1 – модель трансформатора напряжения, созданная на основе маломощных трансформаторов типа ТАН-1 127/220-36

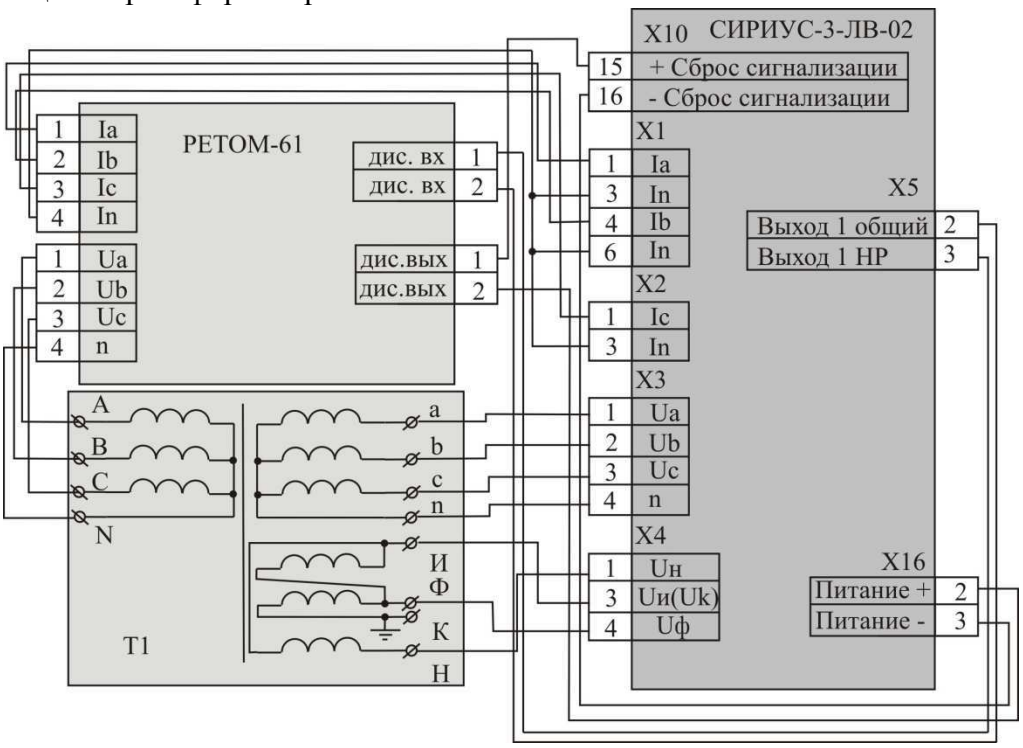


Рис. 1. Схема соединения ИПТК РЕТОМ-61 и «Сириус-3-ЛВ-02» при исследовании дистанционной защиты.

Существуют два способа получения характеристики реле сопротивления: 1) при фиксированном напряжении увеличивать ток через измерительные цепи устройства РЗА, что приведет к срабатыванию реле сопротивления; 2) при фиксированном токе уменьшать напряжение на измерительном органе РЗА, что так же приведет к срабатыванию реле

сопротивления. Второй способ является более предпочтительным, так как приводит к меньшему воздействию на входные цепи устройств РЗА, особенно это актуально при снятии характеристики реле сопротивления, так как при этом угол сопротивления как правило, изменяется в пределах от 0 до 360° с небольшим шагом (например 1, 5, или 10°), что обуславливает повторение измерений несколько десятков раз, и, при больших значениях токов через входные цепи РЗА может привести к их термическому разрушению.

Уставки «Сириус-З-ЛВ-02»для первой ступени ДЗ фаза-земля рассчитывались согласно [5] по приведенным ниже формулам:

Характеристика реле в комплексной плоскости

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}_{\Phi}}{(\underline{I}_{\Phi} + \underline{k}0 \cdot \underline{I}0)} \qquad (1)$$

где

$$\underline{k}0 = \frac{\underline{Z}0_{УД} - \underline{Z}1_{УД}}{\underline{Z}1_{УД}}$$

$$\underline{Z}0_{УД} = R0_{УД} + jX0_{УД} \qquad (2)$$

$$\underline{Z}1_{УД} = R1_{УД} + jX1_{УД}$$

При этом использовались реальные параметры линии на напряжение 110 кВ, которые приведены в таблице 1, предполагалось что параллельная линия отключена без заземления. Уставки, влияющие на проведение исследований, представлены в таблице 1, остальные уставки использовались по умолчанию, установленные изготовителем устройства «Сириус-З-ЛВ-02»

Таблица 1. Уставки устройства «Сириус-З-ЛВ-02»

Параметр	Диапазон/ Значение	Текущее	Параметр	Диапазон/ Значение	Текущее
Общие			Набор 1 / ДЗ1-ФЗ		
Uном, кВ	[35-330]	110	Функция ДЗ1-ФЗ	(Вкл, Откл)	Вкл
Iном, А	[50-5000]	1000	XФЗ*Iном, о.е.	[1-300]	5,22
Iном втор, А	(1,5)	1	RФЗ*Iном, о.е.	[1-300]	3,94
Параметры ВЛ			Угол линии, град	[30-89]	67
Длина ВЛ, км	[0,1-400]	30	ОНМ НП	(Вкл, Откл)	Откл
R1уд, Ом/км	[0,1-2]	0,17	Пар. ВЛ заземлена	(Да, Нет)	Нет
X1уд, Ом/км	[0,1-2]	0,409	Блокировка от БНН	(Вкл, Откл)	Вкл
R0уд, Ом/км	[0,1-6]	0,51	Реле 1-6		
X0уд, Ом/км	[0,1-6]	1,227	Точка подключения	[0-136]	11
Параметры ТН					
Uбнн	[3-80]	5	Установка ТН	(Ш/Л)	Шины
Схема ТН	[N1-N12]	N1	U2, В	[5-100]	32
Вывод D	(И,Ф)	И	Расчет 3U0	(Y,Δ)	Δ

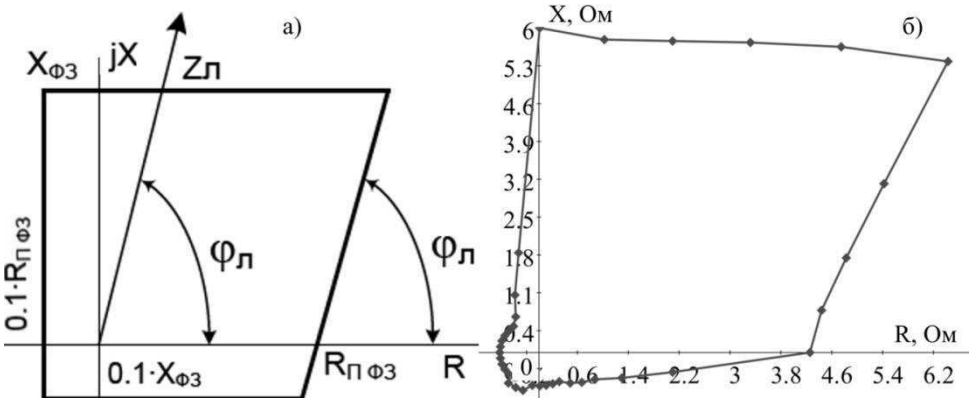


Рис. 2. Характеристика срабатывания реле сопротивления первой ступени ДЗ фаза-земля: а) заданная характеристика, б) экспериментально полученная характеристика.

Как видно из рис. 2, экспериментально полученная характеристика реле сопротивления первой ступени ДЗ фаза земля достаточно хорошо совпадает с заданной характеристикой.

Таким образом, использование программной библиотеки РЕТОМ-Мастер и ИПТК РЕТОМ-61 позволяет автоматизировать процесс проверки цифровых устройств РЗА, что значительно сокращает время выполнения данной процедуры. Это особенно актуально при увеличении числа цифровых устройств РЗА в электроэнергетической системе нашей страны.

Авторы выражают благодарность «Ставропольэнерго» за предоставленное оборудование и руководству НПП «Динамика» за предоставленное программное обеспечение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурман А.П. Строев В.А. Современная электроэнергетика – М.: МЭИ, 2003. – 454 с.

2. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.

3. Руководство пользователя Ретом-61RU.БРГА.61000-02 90. – Чебоксары: НПП «Динамика», 2012.

4. Микропроцессорное устройство защиты линий 110-220 кВ «Сириус-3-ЛВ-02» БПВА.656122.096 РЭ. Техническое описание и руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2011.

5. Рекомендации по выбору уставок защит устройства «Сириус-3-ЛВ-02» .– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2011.

Научный руководитель: С.С. Ястребов, канд. физ.-мат. наук, доцент, доцент кафедры АЭСиЭ ИЭЭН СКФУ.

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ РАЗГРУЗКИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ДЕФИЦИТОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Б. Андранович, А.И. Курилкин, Е.В. Сорокин
ОАО «НТЦ ЕЭС»

Одной из наиболее тяжелых системных аварий является снижение частоты, вызванное внезапным возникновением дефицита активной мощности. В некоторых случаях при этом

существует опасность нарушения устойчивости электрического оборудования электростанций [1].

На данный момент самым распростаненным способом предотвращения данных аварий является применение автоматической частотной разгрузки (АЧР), которая действует на отключение части нагрузки дефицитной части энергосистемы по факту снижения частоты. Основываясь на данных, полученных из опытной эксплуатации электрических систем, можно утверждать, что прекратить развитие частотной аварии с использованием только штатных устройств АЧР удается только лишь с дефицитом активной мощности, не превышающим 30-35% от доаварийного потребления, даже при условии правильно выбранных настроек автоматики и объемов противоаварийного управиления. Это обусловлено наличием выдержек времени очередей АЧР и собственного времени отключения выключателей на фидерах нагрузки.

В энергосистемах, в которых существует вероятность возникновения значительного небаланса (более 35%), чтобы избежать даже кратковременного глубого снижения частоты при таких аварийных ситуациях, необходимо предусмотреть дополнительные меры.

В данной статье рассматривается использование интеллектуальной дополнительной автоматической разгрузки (ДАР), действующей на отключение потребителей по факту появления существеного небаланса активной мощности. В ЕЭС России использование этого алгоритма еще не получило широкого распространения и результат его действия недостаточно изучен. Чтобы оценить эффективность применения данной автоматики, было проведено моделирование частотного процесса в тестовой модели энергосистемы с учетом систем регулирования энергоблоков, параметров нагрузки и действия автоматики ограничения снижения частоты.

При проведении расчётов электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты при выделении энергосистемы на изолированную работу объём отключаемой нагрузки устройствами ДАР определялся следующим образом:

$$P_{ДАР} = 1.1 \cdot \frac{\Delta P_{нб} - 0.3}{0.7} \cdot P_{потр} \quad (1)$$

где:$P_{ДАР}$, МВт – объём нагрузки, отключаемый устройствами ДАР;

$P_{нб}$, о.е. – величина небаланса активной мощности в начальный момент выделения энергосистемы на изолированную работу, отнесенная к потреблению энергосистемы в доаварийном режиме;

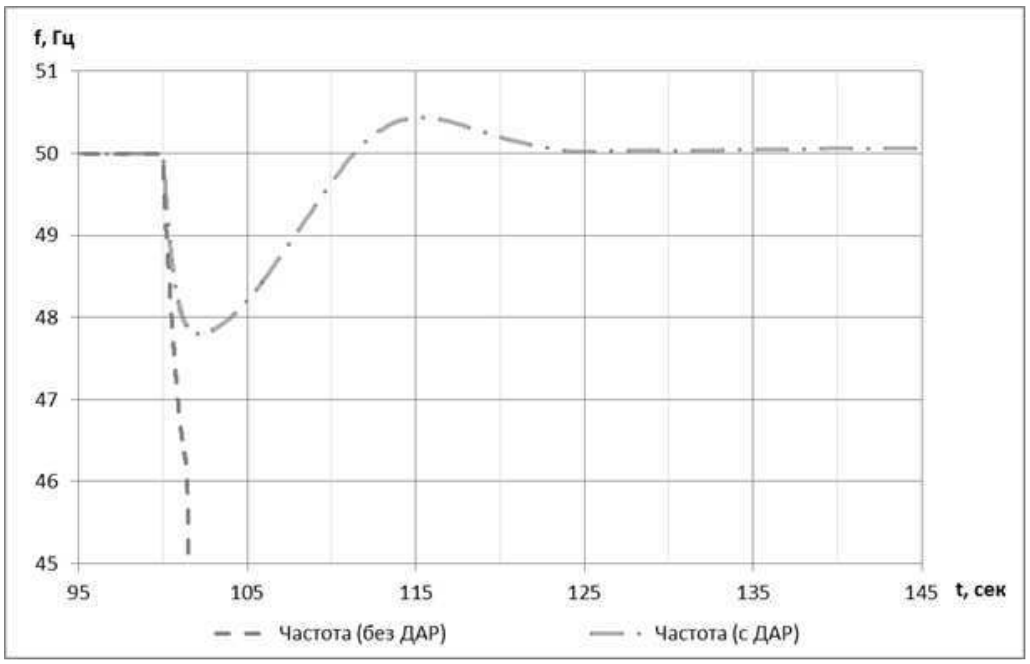
$P_{потр}$, МВт – потребление энергосистемы в исходном режиме.

Время реализации УВ устройствами ДАР при проведении расчётов было принято равным 0,40 с.

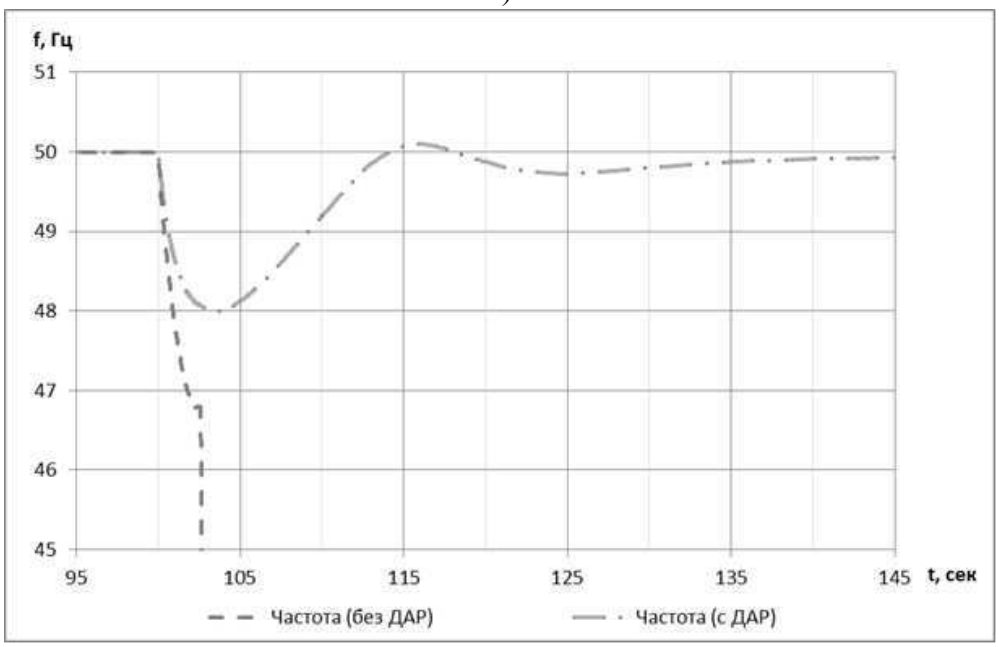
Дополнительная автоматическая разгрузка должна выполняться по факторам, характеризующим возникновение значительного дефицита активной мощности и не зависящим от снижения частоты переменного тока. Рекомендуется использовать такие факторы, как деление электрической сети по слабому сечению, отключение энергоблока, трансформатора. Также возможно использование фактора скорости изменения частоты, одновременного снижения частоты и напряжения и др [2].

На рисунке 1 приведены осциллограммы переходных процессов, описывающих поведение энергосистемы при возникновении частотной аварии.

Как видно из рисунка 1 применение алгоритма ДАР в энергосистеме позволяет сохранить усточивость энергетического оборудования при значительном дефиците активной мощности, при котором действия штатных устройств АЧР оказывается недостаточно.



а)



б)

Рис. 1 Выделение энергосистемы на изолированную работу при учёте наличия в её составе устройств ДАР: а) при дефиците активной мощности 520 МВт (55%) в режиме зимних максимальных нагрузок; б) при дефиците активной мощности 312 МВт (50%) в режиме зимних минимальных нагрузок.

Приращение максимально допустимого небаланса активной мощности в дефицитной энергосистеме по условию ее устойчивого выделения на изолированную работу будет зависеть от объёма нагрузки и состава потребителей, заведённых под отключение от устройств ДАР (САОН ДАР). По результатам расчетов электромеханических переходных процессов с учетом частоты, при различных дефицитах активной мощности, было установлено, что максимальная величина указанного приращения может быть определена по следующей формуле:

$$\Delta P'_{нб} = \cdot \frac{0.7 \cdot P'_{ДАР}}{1.1} = 0.63 \cdot P'_{ДАР} \quad (2)$$

где:$\Delta P'_{нб}$, МВт – приращение допустимого небаланса активной мощности в энергосистеме;

$P'_{ДАР}$, МВт – объём нагрузки, заведённый под САОН ДАР.

Для обеспечения выбора оптимального объема управляющего воздействия от устройств ДАР возникает необходимость наличия большого количества доаварийной информации, такой как текущая суммарная генерируемая активная мощность, перетоки по сечениям, активная потребляемая мощность в узлах нагрузки, заведенных под САОН ДАР. Для получения и обработки устройством ДАР такого объема данных потребуется централизованное устройство противоаварийной автоматики и наличие протяженных каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд.

Выбор объёмов и мест реализации УВ в результате срабатывания ДАР должен осуществляться в режиме реального времени (алгоритм I-ДО). Указанное мероприятие позволит минимизировать процент отключаемых потребителей в результате срабатывания ДАР, обеспечить селективность их отключения, а также предотвратить перерегулирование частоты переменного тока в ЭЭС в послеаварийном режиме.

ВЫВОДЫ

1. Для повышения максимально допустимых небалансов активной мощности по условиям выделения энергосистемы на изолированную работу в ЭЭС необходима реализация устройств ДАР.

2. Реализация алгоритма ДАР предусматривает наличие централизованного устройства противоаварийной автоматики и протяженной сети каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд, что делает ее экономически затратной в энергосистемах с отстутсвующей развитой системой сбора и передачи информации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Е. Барканс, Д. Жалостиба. Защита от развалов и самовосстановление энергосистем. Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2014. 96 с.

2. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. Москва: Энергоатомиздат, 1989. 352 с.

Научный руководитель: Е.В. Сорокин, к.т.н., доц, заведующий лабораторией локальных комплексов противоаварийной автоматики, ОАО «НТЦ ЕЭС».

ТЕРМИНАЛ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТОКОВОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ

А.Е. Пивоваров, В.М. Сальникова

ФГБОУ ВПО Самарский Государственный Технический Университет

Электротехнический факультет, VII группа

В настоящее время в основном распределение электрической энергии осуществляется на напряжении 6 – 10 кВ. Схемы, по которым строятся распределительные сети – магистральные. Для повышения надежности схемы питания часто применяются линии с двухсторонним питанием (кольцевание).

В последнее время наметились тенденции к применению «распределенной генерации». Для нормального функционирования таких сетей всё более усложняется система защиты и автоматики.

Целью данной работы является создание действующей модели устройства двухступенчатой токовой направленной защиты на микроконтроллере MSP430F235,работающего в режиме реального времени.

Это решение вызвано следующими факторами:

1) Микроконтроллеры MSP430 не имеют отдельной области EEPROM. Вся область памяти представлена в линейном виде с непрерывной адресацией. Это было бы неудобно для сохранения уставок, которые оставались бы актуальными даже после отключения питания устройства. Реализация алгоритма записи и чтения уставок из внешней флэш-памяти может занять достаточно длительное время, что не позволит контроллеру работать в режиме реального времени.

2) Отображение информации и взаимодействие с клавиатурой в данном случае не требуется. Поэтому мы применяем дополнительный контроллер, выполняющий вспомогательные функции, не нагружая основной. На этот контроллер PIC16F77 возлагаются функции: чтение/сохранение уставок терминала защиты, взаимодействие с ЖК – индикатором, улавливание сообщений с клавиатуры и чтение текущего значения тока от основного контроллера.

Такое устройство будет иметь очень малые габариты, малое энергопотребление и стоимость. В случае необходимости можно на месте установки задать новую логику действия устройства.

Релейная защита (РЗ) — это комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого выявления и отделения в аварийных ситуациях от электроэнергетической системы повреждённых элементов с целью обеспечения нормальной работы всей системы. РЗ осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов.

Двухступенчатая ненаправленная токовая защита

Главными требованиями предъявляемые к релейной защиты является чувствительность и селективность. Под чувствительностью понимают способность определить удаленное от источника повеждение. Под селективностью - способность отключать именно поврежденный участок. Частично выполнить данные требования в магистральной системе электроснабжения позволяет двухступенчатая токовая защита. Таким образом, назначение отсечки это быстрое отключение в случае повреждения в своей защищаемой зоне (Рис.1).

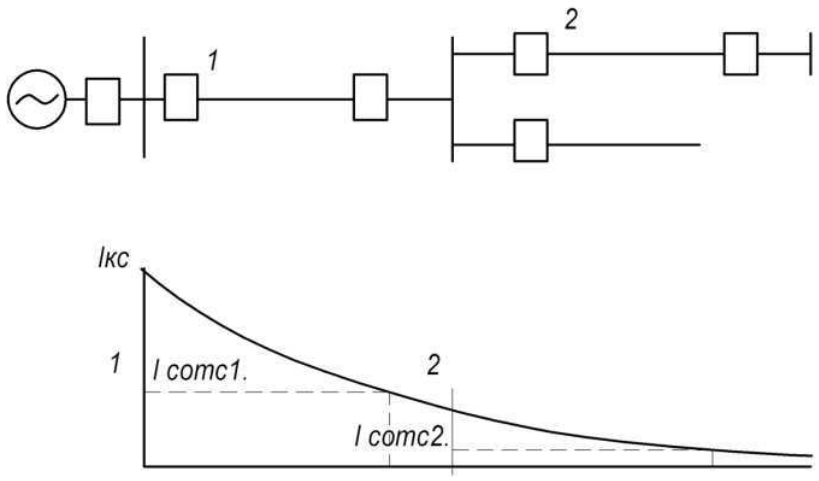


Рис.1. Сети с односторонним питанием

Двухступенчатая направленная токовая защита

Для селективного отключения участков с двухсторонним питанием можно применить токовые направленные защиты. Направленной она называется потому, что реагирует на срабатывание не только при превышении измеряемой величины над некоторой уставкой по току, но и при условии, что мощность будет направлена в определенную сторону (Рис.2).

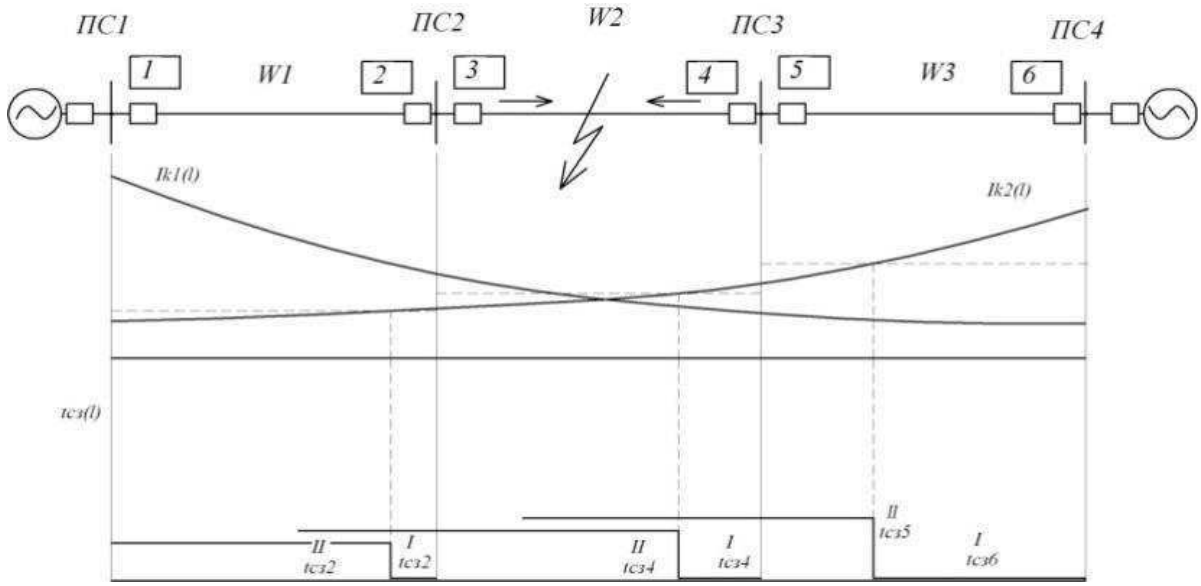


Рис. 2. Сети с двухсторонним питанием

Принцип работы микропроцессорного органа направления мощности

К органу направления мощности подводятся две величины одновременно. Это ток i(t) и напряжение u(t) для одной фазы. Известно, что для постоянного тока мощность в электрической цепи определяется по выражению

$$P = U \cdot I \quad (1)$$

Для переменного синусоидального тока вводится понятие полной, активной и реактивной мощности. Так полная мощность определяется по выражению:

$$S(t) = u(t) \cdot i(t) \quad (2)$$

Для активной мощности:

$$P(t) = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u(t) \cdot i(t) dt \quad (3)$$

Для реактивной:

$$Q(t) = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T u(t) \cdot i\left(t - \frac{T}{4}\right) dt \quad (4)$$

Обратим внимание на (2). В течение периода мощность не остается постоянной. Она может иметь любой знак. Выражения (3) и (4) представляют собой усредненные за период значения полной мощности. Чтобы оценить это значение надо усреднить значение мощности за период промышленной частоты.

Чтобы избавиться от требовательной ко времени операции вычисления произведения при вычислении определенного интеграла (3) можно поступить следующим образом: заменить функцию u(t) некой функцией F(t), такой, что

$$F(t) = \begin{cases} 1, & U(t) \geq 0 \\ 0, & U(t) < 0 \end{cases} \quad (5)$$

Тогда вычисление интеграла произведения двух функций сводится к суммированию значения одной функции.

Возможны несколько вариантов. На показаны значения функций u(t), F(t), i(t), Pc(t) при полном совпадении фаз тока и напряжения. Угол сдвига фаз между ними φ=0. Величина сигнальной мощности при этом постоянно растет от периода к периоду промышленной частоты. Замеры значений тока производятся в моменты 1, 2, 3… При этом, все дискретные замеры тока попадают на положительную полуволну, и значение сигнальной мощности за период будет максимальным (рис.3).

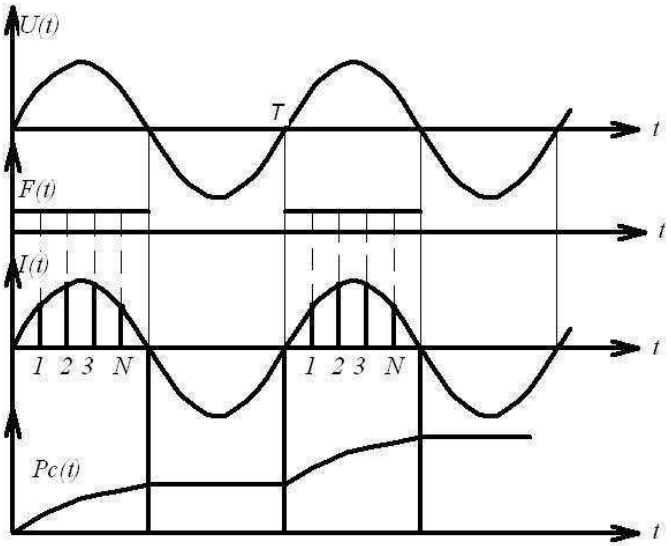


Рис.3. Функции u(t), F(t), i(t), Pc(t) при полном совпадении фаз тока и напряжения

При не полном совпадении фаз, φ≠0, обязательно попадем на отрицательные значения тока (рис.4).

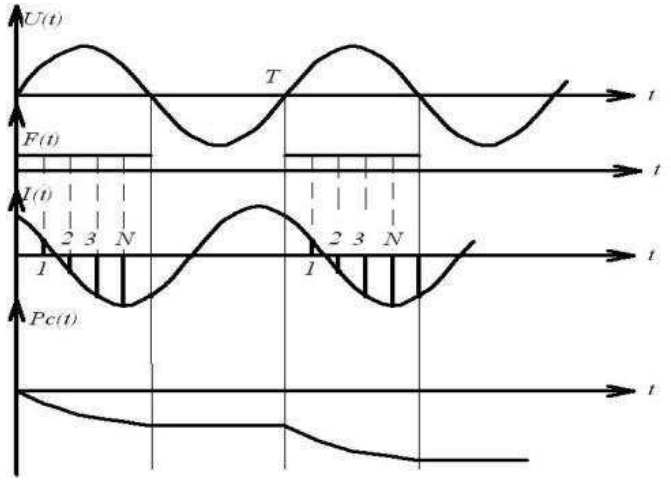


Рис.4. Функции u(t), F(t), i(t), Pc(t) при не полном совпадении фаз тока и напряжения

Первый рассмотренный режим соответствует положительному значению сигнальной мощности, что является одним из условий срабатывания защиты. Второй режим соответствует случаю, когда КЗ произошло за спиной комплекта, т.е. мощность направлена от линии к шинам. Орган направления мощности блокирует пуск защит, и отключение не происходит ни при каком значении тока.

Заключение/

Появление релейной защиты на микропроцессорной базе позволило улучшить качество защит. С применением микропроцессорной элементной базы возрастает точность работы измерительных органов защит. Изменение функциональности терминалов защит легко произвести программно, в электромеханических системах производится схемно. Стоит отметить, что электромеханические реле проигрывают микроконтроллерам не только по характеристикам, но и по цене.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Семейство микроконтроллеров MSP430x2xx. Архитектура, программирование, разработка приложений / пер. с англ. ЕвстифееваА. В. — М. :ДодэкаXXI, 2010. — 544 с.

2. MSP430x23x, MSP430x24x(1), MSP430x2410 MIXED SIGNAL MICROCONTROLLER SLAS547A - JUNE 2007 - REVISED NOVEMBER 2007

Научный руководитель: М.О. Скрипачёв, старший преподаватель кафедры «Электрические станции» СамГТУ

ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ЗАЩИТАХ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–10 кВ

О.А. Добрягина, Е.С. Шагурина, Т.Ю. Винокурова
ФГБОУ ВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина", кафедра Автоматического управления электроэнергетическими системами

Введение. В качестве защит от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в компенсированных кабельных сетях 6–10 кВ наиболее широкое применение получили устройства абсолютного замера высших гармоник (ВГ) в токах нулевой последовательности присоединений защищаемого объекта, например, устройство типа УСЗ-2/2 и его аналоги [1 и др.]. Многолетний опыт эксплуатации таких защит показал не всегда достаточную эффективность их функционирования [например, 2], что, на наш взгляд, связано с недостаточно точными оценками максимальных и минимальных уровней ВГ в токах ОЗЗ.

Условия применимости токовых защит абсолютного замера ВГ. Ток срабатывания защиты на i-ом присоединении выбирается из условия отстроенности от внешних ОЗЗ [3]:

$$\mathrm{I}_{0\,с.з.i} \geq K_{отс}\alpha_1 I_{с\,i}, \qquad (1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки; $\mathrm{I}_{с\,i}$- собственный емкостный ток i-го присоединения; α_1 – максимально для защищаемой сети уровень ВГ в токе $\mathrm{I}_{с\,i}$ (в о.е.) в контролируемой сети.

Выбранный из условия (1) ток срабатывания должен быть не меньше, чем минимальный ток срабатывания $\mathrm{I}_{0\,с.з.мин}$, определяемый техническими возможностями устройства защиты

$$\mathrm{I}_{0\,с.з.i} \geq \mathrm{I}_{0\,с.з.мин} \qquad (2)$$

Коэффициент чувствительности защиты при внутреннем ОЗЗ на i-м присоединении

$$K_{ч\,i} = \frac{\alpha_2(\mathrm{I}_{с\Sigma} - \mathrm{I}_{с\,i})}{\mathrm{I}_{0\,с.з.i}} \geq K_{ч.мин.доп}, \qquad (3)$$

где $\mathrm{I}_{с\,\Sigma}$ – суммарный емкостный ток сети; α_2 – минимальный для защищаемой сети уровень высших гармоник в токах $\mathrm{I}_{с\,\Sigma}$ и $\mathrm{I}_{с\,i}$; $K_{ч.мин.доп.}$ – минимально допустимый коэффициент чувствительности защиты.

При $\mathrm{I}_{0\,с.з.i} = \mathrm{I}_{0\,с.з.мин}$ коэффициент чувствительности защиты

$$K_{ч\,i} = \frac{\alpha_{мин}(\mathrm{I}_{с\Sigma} - \mathrm{I}_{с\,i})}{\mathrm{I}_{0\,с.з.мин}} = \frac{\alpha_{мин}\mathrm{I}_{с\Sigma}(1 - \mathrm{I}_{с\,i*})}{\mathrm{I}_{0\,с.з.мин}} \geq K_{ч.мин.доп}, \qquad (4)$$

где $\alpha_{мин}\mathrm{I}_{с\Sigma} = \mathrm{I}_{ВГ\,мин}$ – минимально возможный уровень ВГ в токе ОЗЗ для компенсированных кабельных сетей 6–10 кВ.

Из (1)–(4) получим условия применимости указанной защиты:

$$\mathrm{I}_{с\,i*} = \frac{\mathrm{I}_{с\,i}}{\mathrm{I}_{с\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + (\frac{\alpha_1}{\alpha_2})_{макс} K_{отс} K_{ч.мин.доп}} = \frac{1}{1 + \mathrm{Z}_{макс}\, K_{отс} K_{ч.мин.доп}}; \qquad (5)$$

$$\alpha_{мин}\mathrm{I}_{с\Sigma} = \mathrm{I}_{ВГ\,мин} \geq \frac{K_{ч.мин.доп} I_{0\,с.з.мин}}{1 - \mathrm{I}_{с\,i*макс}}, \qquad (6)$$

где $\mathrm{Z}_{макс} = (\alpha_1/\alpha_2)_{макс}$ – максимальное для данной сети значение параметра, характеризующего степень нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ.

Из (5) и (6) можно видеть, что на условия применимости токовых защит абсолютного замера ВГ определяют два фактора:

1) минимальный уровень гармоник в токе ОЗЗ, характеризуемый величиной $\mathrm{I}_{ВГ\,мин} = \alpha_{мин}\mathrm{I}_{с\Sigma}$, определяющий требования к чувствительности защит от ОЗЗ на основе ВГ;

2) степень нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ, характеризуемая параметром

$$Z_{макс} = (\frac{\alpha_1}{\alpha_2})_{макс}. \quad (7)$$

Оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ на основе упрощенных схем замещения компенсированных сетей 6–10 кВ даны в работах Кискачи В.М. и Жежеленко И.В. в конце 60-х годов [4, 5]. Указанные оценки уточнены в [6] с использованием имитационных моделей кабельных сетей 6–10 кВ, учитывающих большее число влияющих на уровень ВГ факторов. В предельном случае минимальный уровень ВГ в токе ОЗЗ определяется только гармониками, генерируемыми трансформаторами приемных подстанций 6–10/0,4 кВ [4–6]. В токах намагничивания трансформаторов и, соответственно, в токах ОЗЗ доминируют 5 и 7-я гармоники [4–6]. В табл. 1 в качестве примера приведены оценки минимального уровня указанных гармоник в токе ОЗЗ для кабельной сети с $I_{C\Sigma}$ = 25 А по расчетам, приведенным в [4–6].

Таблица 1. Оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ

Источник данных	I_5, %	I_7, %	$\alpha_{мин}$, %
Расчеты по упрощенным схемам замещения кабельных сетей 6–10 кВ [5] и [6]	~2,65	~2,05	3,37
Расчеты на имитационных моделях кабельных сетей 6–10 кВ [7]	~1	~0,5	1,12

Оценка предельного значения степени нестабильности Z для кабельных сетей 6–10 кВ. В работе Кискачи В.М. [1] приводится оценка параметра Z, полученная на основе упрощенных аналитических расчетов и отдельных экспериментальных данных: Z≈ 2,5–3; с некоторым запасом рекомендуется принимать $Z_{макс}$ = 4. При $K_{отс}$ = 1,5, $K_{ч.мин}$= 1,5 и Z = 4 из (5) получим, что токовые защиты абсолютного замера ВГ применимы на присоединениях с собственным емкостным током

$$I_{C\,i^*} \le \frac{1}{1+4\cdot 1{,}5\cdot 1{,}5} = 0{,}1.$$

По данным [3] доля таких присоединений от общего числа присоединений, подключенных к шинам 6–10 кВ центра питания (ЦП), составляет для ГПП около ~70%, для ГРУ ТЭЦ ~90%.

Предельное значение параметра Z определяется соотношением

$$Z_{пр} = \frac{\alpha_{макс}}{\alpha_{мин}}, \quad (6)$$

где $\alpha_{макс}$= $I_{ВГ\ макс}$ / $I_{C\Sigma}$ – максимально возможный уровень высших гармоник в токе ОЗЗ кабельных сетей 6–10 кВ; $\alpha_{мин}$= $I_{ВГ\,мин}$ / $I_{C\Sigma}$ – минимально возможный уровень ВГ в токе ОЗЗ.

Гармонический составтока замыкания на землю определяется гармоническим составом напряжения поврежденной фазы в месте ОЗЗ [5]. Поэтому максимальный уровень ВГ в токе ОЗЗ $\alpha_{макс}$ приближенно можно оценить по предельно допустимым ГОСТ 13109-97 для сетей 6–10 кВ значениям коэффициента несинусоидальности напряжения $K_{нс\,макс}$ = 8% и коэффициентов $K_{U\nu\,пред}$ гармоник ν = 5, 7, 11, 13. Наибольший уровень ВГ в токе ОЗЗ может быть в сети, где $K_{нс}$ определяется только указанными гармониками, равными соответственно $K_{U5\,пред}$= 6%, $K_{U7\,пред}$= 4,5%, $K_{U11\,пред}$= 3%, $K_{U13\,пред}$ = 3%. Тогда максимальный уровень ВГ в токе ОЗЗ $\alpha_{макс}$ = 65%. Полученному значению $\alpha_{макс}$и наиболее жесткой оценке $\alpha_{мин}$= 1,12% по [6] соответствует $Z_{пр}$ = = 65/1,12 ≈ 58, что значительно больше оценок параметра Z в [1].

Для конкретной кабельной сети значение параметра Z зависит от различных факторов и может быть существенно меньше $Z_{пр}$.

Основные факторы, влияющие на нестабильность уровня ВГ в токе ОЗЗ. В конкретной сети значение параметра Z зависит от множества факторов, из которых можно выделить основные:

1) состав источников ВГ узла комплексной нагрузки ЦП;

2) суточные графики работы нагрузки ЦП;

3) особенности режимов работы основных источников ВГ;

4) параметры элементов сети (отношение мощности питающего трансформатора и суммарной мощности трансформаторов приемных подстанций, сопротивление системы, кабельных линий и др.).

В компенсированных сетях 6–10 кВ источниками ВГ являются [6]: система, питающий трансформатор и трансформаторы приемных подстанций, нелинейная нагрузка (НН), электродвигатели, дугогасящий реактор. Основным источником ВГ в рассматриваемых сетях является НН – нелинейные управляемые и неуправляемые вентильные преобразователи (НП), электротермические установки (ЭТУ), электросварочные установки (ЭСУ), а при их отсутствии (например, при отключении) – трансформаторы. Наличие НП, ЭТУ, ЭСУ характерно, в первую очередь, для кабельных сетей 6–10 кВ систем электроснабжения промышленных предприятий, где доля основных источников ВГ в составе нагрузки ЦП составляет ~15–50%, а для отдельных производств может достигать 90% (например, электротяга, прокатное производство и др.) [10]. Изменения режимов работы или полный вывод из работы (отключение) основных источников ВГ являются, как правило, главной причиной нестабильности уровня ВГ в напряжениях и токе ОЗЗ кабельных сетей 6–10 кВ.

Уточненные оценки уровня нестабильности ВГ можно получить на имитационных моделях кабельных сетей 6–10 кВ, позволяющих учесть перечисленные выше факторы.

Исследование нестабильности уровня ВГ в токе ОЗЗ на имитационных моделях кабельных сетей 6–10 кВ.Оценка нестабильности уровня ВГ в токе ОЗЗ проводилась на имитационных моделях кабельной сети 6-10 кВ системы электроснабжения промышленного предприятия (рис. 1) с учетом допущений, приведенных в табл. 2. Параметры модели определены на основе статистической обработки данных по кабельным сетям 6–10 кВ.

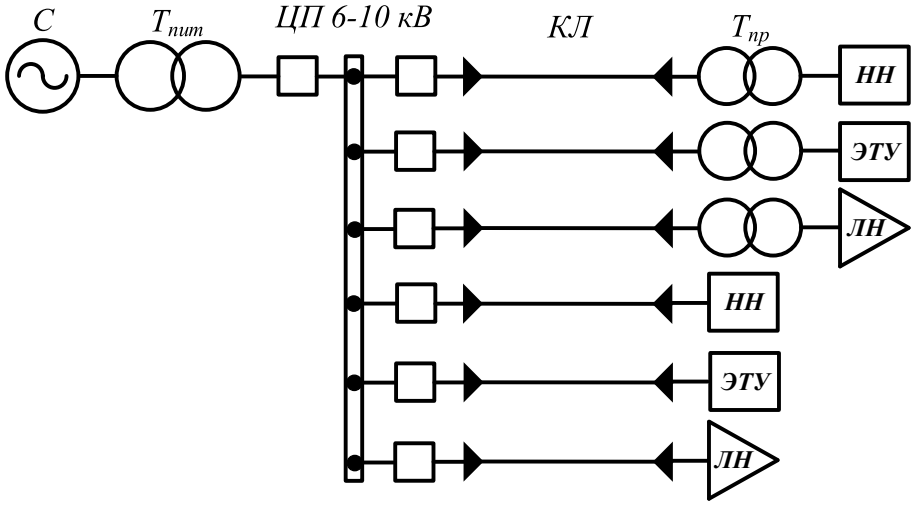


Рис. 1. Расчетная модель кабельной сети 6-10 кВ для оценки степени нестабильности уровня ВГ в токе ОЗЗ

В табл. 3 приведены полученные на имитационных моделях кабельных сетей 6–10кВ электроснабжения предприятий химической промышленности (ХП), цветной металлургии (ЦМ), черной металлургии (ЧМ) и автомобилестроения (АС) оценки параметра Z для отдельных гармоник (ν = 5, 7, 11, 13) и их суммы, используемых в защитах от ОЗЗ на основе ВГ.

Таблица 2. Допущения, принимаемые при расчетах максимального $\alpha_{макс}$ и минимального $\alpha_{мин}$ уровней ВГ в токе ОЗЗ

	$\alpha_{макс}$	$\alpha_{мин}$
Режим работы предприятия в соответствии с суточным графиком нагрузки	Максимальный режим	Минимальный режим
Режим работы основных источников ВГ (НП, ЭСУ, ЭТУ)	Включены, генерируют максимальный уровень ВГ	- ЭТУ отключены как источники ВГ; - ЭСУ и НП генерируют в 2–3 раза меньше ВГ, чем в максимальном режиме
Напряжение на шинах ЦП	$1{,}05U_{ном}$	$U_{ном}$.

Таблица 3. Расчетные значения нестабильности ν-й гармоники Z_ν и среднеквадратичного значения ВГ $Z_{\Sigma\,эфф}$ в токе ОЗЗ

Тип предприятия	Z_ν для гармоник 5, 7, 11, 13-го порядка				
	5	7	11	13	$Z_{\Sigma\,эфф}$
ЦМ	3,36	2,77	1,25	0,85	2,01
ХП	5,29	5,11	3,96	3,44	4,38
ЧМ	9,22	7,57	3,98	2,98	4,99
АС	11,1	8,61	4,9	2,59	5,87

Из табл. 3 можно видеть, что степень нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ выше в кабельных сетях 6–10 кВ систем электроснабжения промпредприятий с прерывистым графиком нагрузки (например, ЧМ, АС). Полученные оценки параметра Z больше рекомендуемых в [4], но существенно меньше приведенных выше предельных.

Если принять $Z_{макс} = 6$, из (4) получим, что токовые защиты абсолютного замера ВГ можно применить на присоединениях, собственный емкостный ток которых не превышает значений

$$I_{c\,i*} = \frac{I_{c\,i}}{I_{c\Sigma}} \le \frac{1}{1 + Z_{макс}\,K_{отс}K_{ч.мин.доп}} = \frac{1}{1 + 6 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}5} \approx 0{,}07\,.$$

Доля таких присоединений ЦП кабельных сетей 6–10 кВ по данным [3] не превышает 65–70%, что заметно ограничивает область возможного применения токовых защит абсолютного замера ВГ. Поэтому при разработке новых защит от ОЗЗ на основе ВГ предпочтение должно отдаваться разработке устройств, не критичных к нестабильности ВГ в токе ОЗЗ, например, направленных или адаптивных токовых защит.

ВЫВОДЫ

1. На основе расчетов на имитационных моделях кабельных сетей 6–10 кВ даны оценки степени нестабильности общего уровня высших гармоник в кабельных сетях 6–10 кВ систем электроснабжения предприятий с непрерывным суточным графиком нагрузки $Z_{макс} \le 4{,}5$ и для предприятий с прерывистым графиком – $Z_{макс} \le 6$. С учетом полученных значений $Z_{макс}$ показано, что токовые защиты абсолютного замера гармоник могут быть использованы только на присоединениях, собственный емкостный ток которых не превышает 7% от $I_{C\Sigma}$.

2. С учетом п. 1 более перспективным представляется применение в кабельных сетях 6–10 кВ защит от ОЗЗ, условия селективности и чувствительности которых не зависят от нестабильности спектра и уровня гармоник, например, направленных и токовых адаптивных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кискачи В.М. Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник // Электричество. 1967. № 9. С. 24–29.

2. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // Энергетик. 2000. № 1. С. 20–22.

3. Шагурина Е.С.Повышение эффективности функционирования в переходных режимах устройств релейной защиты на основе высших гармоник: дис. на соиск учен. степ. канд. техн. н. / Ивановск. гос. энерг. ун-т. Иваново, 2012. 215 с.
4. Кискачи В.М. Расчет минимального уровня высших гармоник при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью / Работы в области релейной защиты и автоматики: Тр. ВНИИЭ. Выпуск двадцать шестой. М.: Энергия. 1966. С. 89-105.
5. Жежеленко И.В., Толпыго О.Б. Чувствительность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий // Электричество. 1969. № 10. С. 32-39.
6. Винокурова Т.Ю., Шагурина Е.С., Шуин В.А. Математическая модель для оценки минимального уровня высших гармоник в токе однофазного замыкания на землю в компенсированных сетях 6–10 кВ // Вестник ИГЭУ. 2013. Вып. 6. С. 35-41.

Научный руководитель: В.А. Шуин, д.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО "Ивановский государственный университет им. В.И. Ленина", кафедра Автоматического управления электроэнергетическими системами.

О ВЫБОРЕ ВОЗДЕЙСТВУЮЩЕЙ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–10 кВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

О.А. Добрягина, Е.С. Шагурина, Т.Ю. Винокурова
ФГБОУ ВПО "Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина", кафедра Автоматического управления электроэнергетическими системами

Введение. В кабельных сетях 6–10 кВ в качестве защит от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) наиболее широкое применение получили токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). По роду воздействующей величины, используемой в измерительных органах тока (ИОТ) ТЗНП можно разделить на две основные группы:

1) ТЗНП с ИОТ, реагирующими на среднеквадратичное значение входного тока на интервале времени наблюдения (времени срабатывания);

2) ТЗНП с ИОТ, реагирующими на средневыпрямленное значение входного тока (среднее по модулю значение входного тока) на интервале времени наблюдения.

Электромагнитные реле тока реагируют на среднеквадратичное значение входного тока. Статические микроэлектронные реле тока, как правило, содержат выпрямительные диодные мосты, поэтому их действие определяется средневыпрямленным значением входного тока. В микропроцессорных исполнениях ТЗНП в качестве воздействующей величины, как правило, используется среднеквадратичное значение входного тока. Известно (например, [1]), что средневыпрямленное значение тока увеличивается при дуговых перемежающихся ОЗЗ в меньшей степени, чем среднеквадратичное. Поэтому динамическая устойчивость функционирования ТЗНП зависит от рода используемой в ИОТ воздействующей величины. Учитывая это, представляет интерес сравнение эффективности использования в микропроцессорных исполнениях ТЗНП в качестве воздействующей величины среднеквадратичного и средневыпрямленного значений входного тока.

Условия применимости ТЗНП в кабельных сетях 6 – 10 кВ.

Ток срабатывания ТЗНП в кабельных сетях 6 – 10 кВ независимо от режима заземления их нейтрали должен выбираться из условия отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения при внешних ОЗЗ [2, 3 и др.]

$$I_{0\,с.з} \geq K_{отс} K_{пер} I_{С\ собс}\ , \qquad (1)$$

где $K_{отс}$ = 1,2-1,3 – коэффициент отстройки; $I_{С\,собс}$ – собственный емкостный ток ОЗЗ защищаемого присоединения; $K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение значения тока в неповрежденном присоединении за счет свободных составляющих переходного процесса при дуговых перемежающихся ОЗЗ (называемый часто коэффициентом броска емкостного тока при ОЗЗ $K_{бр}$) и принимаемый равным 4-5 при выполнении защиты с электромеханическими реле тока (например, типа РТ-40), 2-2,5 – с микроэлектронным реле тока типа РТЗ-51 или на базе микропроцессорных терминалов [например, 2 – 4]).

Чувствительность ТЗНП в сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью при внутренних ОЗЗ

$$K_{ч} = \frac{I_{С\,\Sigma\,мин} - I_{С\,собс}}{I_{0\,с.з}} \geq K_{ч.мин}\,, \qquad (2)$$

где $I_{С\Sigma мин}$- суммарный емкостных ток сети в расчетном минимальном режиме; $K_{отс}$ = 1,2 – коэффициент отстройки; $K_{ч.\,мин}$ – минимально допустимое значению коэффициента чувствительности (1,2 для защиты с действием на сигнал и 1,5 для защиты с действием на отключение [5]).

Из (1) и (2) получим условие применимости ТЗНП в сетях с изолированной нейтралью:

$$I_{С\,собс*} = \frac{I_{С\,собс}}{I_{С\,\Sigma}} \leq \frac{1}{1 + K_{отс} K_{пер} K_{ч.мин}}\ . \qquad (3)$$

При $K_{отс}$ = 1,2, $K_{ч.\,мин}$ = 1,2–1,5 и $K_{пер}$ = 2,5–5 можно видеть, что условия селективности и чувствительности ТЗНП выполняются на присоединениях, собственный емкостный ток которых $I_{С\,собс}$ не превышает ~10–22% от величины суммарного емкостного тока всей электрически связанной сети $I_{С\Sigma}$, что ограничивает возможности применения ТЗНП на объектах электрических сетей 6–10 кВ. Из (2) и (3) можно видеть также, что чувствительность ТЗНП и условия ее применимости в значительной мере определяются величиной коэффициента $K_{пер.}$ Чем меньше значение $K_{пер}$, тем выше чувствительность ТЗНП и шире область ее возможного применения. Значение $K_{пер}$ в значительной мере зависит от рода используемой для выполнения ИОТ ТЗНП воздействующей величины.

Спектр и среднеквадратичные значения токов нулевой последовательности при дуговых перемежающихся ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ с изолированной нейтралью. Анализ особенностей спектра и оценка среднеквадратичных значений тока при дуговых перемежающихся ОЗЗ проводились для кабельной сети с $U_{ном}$ = 6 кВ, работающей с изолированной нейтралью при различных значениях суммарного емкостного тока $I_{с\Sigma}$ = 5 ... 30 А. Имитационные модели сети выполнены в среде Matlab с использованием пакетов Simulink и SimPowerSystem.

Максимальные по амплитуде броски переходного тока возникают, как правило, при ОЗЗ вблизи шин центра питания (ЦП). С учетом этого имитировались дуговые перемежающиеся ОЗЗ на шинах ЦП по теории W. Petersen (с гашениями заземляющей дуги при первом переходе через ноль зарядной составляющей переходного тока ОЗЗ и повторными зажиганиями через 10 мс) и по теории J. Peters и J. Slepian (с гашениями дуги при первом переходе через ноль составляющей промышленной частоты и повторными зажиганиями через 20 мс). При каждом вычислительном эксперименте на основе анализа спектра оценивались отношение среднеквадратичного значения составляющей рабочей частоты 50 Гц к суммарному емкостному току сети $I_{50} / I_{С\Sigma}$ (для неповрежденного присоединения отношение $I_{50} / I_{С\,собс}$) и отношение $I_{\Sigma} / I_{С\Sigma}$ (для неповрежденного присоединения отношение $I_{\Sigma} / I_{С\,собс}$) (табл. 1).

Таблица 1. Результаты анализа спектра тока в месте ОЗЗ и тока $3i_0$ в неповрежденном присоединении при дуговом перемежающемся замыкании на землю в кабельных сетях 6 кВ с различными значениями суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$

	ОЗЗ по теории W. Petersen				ОЗЗ по теории J. Peters и J. Slepian			
	Ток в месте повреждения		3i0 в неповрежденном присоединении		Ток в месте повреждения		3i0 в неповрежденном присоединении	
$I_{C\Sigma}$, А	$I_{50}/I_{C\Sigma}$,о.е.	$I_\Sigma/I_{C\Sigma}$, о.е.	$I_{50}/I_{C\ собс}$, о.е.	$I_\Sigma/I_{C\ собс}$, о.е.	$I_{50}/I_{C\Sigma}$, о.е.	$I_\Sigma/I_{C\Sigma}$, о.е.	$I_{50}/I_{C\ собс}$, о.е.	$I_\Sigma/I_{C\ собс}$, о.е.
5	3,26	31,84	3,26	38,67	0,80	14,99	0,80	17,08
10	2,48	19,06	2,48	31,38	0,79	10,50	0,78	15,61
15	2,85	17,26	2,84	25,33	0,80	8,56	0,79	11,55
20	2,81	14,60	2,81	18,59	0,80	7,37	0,78	8,88
30	2,64	11,71	2,68	11,99	0,80	6,01	0,80	6,11

Из данных табл. 1 можно видеть, что при дуговом перемежающемся ОЗЗ по теории W. Petersen отношение $I_\Sigma/I_{C\Sigma}$ и $I_\Sigma/I_{C\ собс}$, характеризующее степень влияния переходных процессов на эффективное значение первичного входного тока в месте ОЗЗ и в неповрежденном присоединении, может достигать значений ~12 и более, возрастая при уменьшении $I_{C\Sigma}$ и $I_{C\ собс}$. Для уменьшения влияния переходных процессов на устойчивость функционирования ТЗНП должны применяться фильтры низших частот (ФНЧ), подавляющие высшие гармонические составляющие тока нулевой последовательности.

В большинстве исполнений цифровых ТЗНП в схеме формирования воздействующей величины применяются режекторные фильтры, настроенные на частоту 50 $\pm\Delta$f Гц. Отношение эффективного значения составляющей 50 Гц в переходном и установившемся режимах ОЗЗ (столбцы $I_{50}/I_{C\Sigma}$ и $I_{50}/I_{C\ собс}$ в табл. 1) характеризует предельные возможности частотной фильтрации входных токов нулевой последовательности, когда все гармонические составляющие, кроме составляющей основной частоты 50 Гц, подавляются входными фильтрами (идеальная фильтрация). Из табл. 1 можно видеть, что даже при идеальной фильтрации минимальное значение отношений $I_{50}/I_{C\Sigma}$ и $I_{50}/I_{C\ собс}$ находятся в пределах 2,7 .. 3,3.

Максимальные значения отношений $I_{50}/I_{C\Sigma}$ и $I_{50}/I_{C\ собс}$ определяют значение $K_{пер}$ в (1). Из результатов анализа следует, что при расчетах ТЗНП для кабельных сетей 6 – 10 кВ с изолированной нейтралью значения коэффициента $K_{пер}$ ($K_{бр}$) должны приниматься не меньшими, чем 3,3, что больше, чем рекомендуемое существующими методиками для цифровых ТЗНП $K_{пер}$ = 2,0 – 2,5.

Принимая $K_{пер}$ = 3,5, из (1) и (2) при $K_{отс}$ = 1,3; $K_{ч.\ мин}$ = 1,2 получим $I_{C\ собс} \approx 0{,}15$. Таким образом, область возможного применения цифровых ТЗНП, использующих в качестве воздействующей величины среднеквадратичное значение составляющей 50 Гц входного тока, в кабельных сетях 6 – 10 кВ ограничена присоединениями, собственный емкостный ток которых не превышает 15% от суммарного емкостного тока сети$I_{C\Sigma}$. По данным, полученным в работе [1], доля таких присоединений на ЦП (шины 6 – 10 кВ ГПП и ГРУ ТЭЦ) составляет около 70% и близка к 100% на объектах типа РП, РТП, ТП.

Средневыпрямленные значения токов нулевой последовательности при дуговых перемежающихся ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ с изолированной нейтралью. В [1] показано, что средневыпрямленное значение тока в месте ОЗЗ и токов нулевой последовательности в неповрежденных присоединениях при дуговых перемежающихся ОЗЗ возрастает в меньшей степени, чем среднеквадратичное значение. Учитывая это, представляет интерес оценка целесообразности использования в ТЗНП в качестве воздействующей величины средневыпрямленного значения контролируемого тока. Такое решение, в частности, предложено в [6].

Поведение средневыпрямленного значения токов нулевой последовательности исследовалось на имитационных моделях кабельной сети 6 кВ с различными значениями суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$ при дуговых перемежающихся ОЗЗ (табл. 2).

Из данных табл. 2 можно видеть, что отношения $I_{ср.\Sigma}K_ф/ I_{C\Sigma}$ и $I_{ср.нен} \cdot K_ф/ I_{C\,собс}$ ($K_ф$ = 1,11 – коэффициент формы для синусоидального тока) достигают наибольших значений при дуговом перемежающемся ОЗЗ на шинах ЦП по модели W. Petersen при гашениях заземляющей дуги при последнем переходе через ноль зарядной (среднечастотной) составляющей переходного тока ОЗЗ и уменьшается при увеличении $I_{C\Sigma}$. Также можно видеть, что отношения средневыпрямленных значений токов нулевой последовательности при дуговом перемежающемся ОЗЗ и в установившемся режиме ОЗЗ существенно меньше, чем отношения среднеквадратичных значений токов нулевой последовательности для указанных режимов, что, казалось бы, позволяет получить меньшие значения коэффициента броска переходного тока $K_{пер}$ при выборе уставки ТЗНП по (1) и, соответственно, повысить ее чувствительность.

Таблица 2. Зависимости средневыпрямленного значения в месте повреждения и тока нулевой последовательности в неповрежденном присоединении при дуговых перемежающихся ОЗЗ на шинах ЦП кабельной сети 6 кВ с изолированной нейтралью с различными значениями $I_{C\Sigma}$

$I_{C\Sigma}$, А	5	10	15	20	30
ОЗЗ по теории W. Petersen (гашение дуги при 1-м переходе через нулевое значение зарядной составляющей переходного тока)					
$I_{ср.\Sigma} \cdot K_ф/ I_{C\Sigma}$ о.е	3,57	3,36	3,01	2,75	2,42
$I_{ср.нен} \cdot K_ф/ I_{C\,собс}$ о.е	6,28	5,37	4,29	3,49	2,62
ОЗЗ по теории W. Petersen (гашение дуги при последнем переходе через нулевое значение зарядной составляющей переходного тока)					
$I_{ср.\Sigma} \cdot K_ф/ I_{C\Sigma}$ о.е	5,85	3,89	3,17	2,88	2,98
$I_{ср.нен} \cdot K_ф/ I_{C\,собс}$ о.е	6,45	4,39	3,47	3,05	3,03
ОЗЗ по теории J. Peters и J. Slepian					
$I_{ср.\Sigma} \cdot K_ф/ I_{C\Sigma}$ о.е		3,12		2,53	2,21
$I_{ср.нен} \cdot K_ф/ I_{C\,собс}$ о.е		3,4		2,6	2,15

Для уменьшения влияния переходных токов на средневыпрямленное значение тока нулевой последовательности при дуговых перемежающихся ОЗЗ в исполнениях ТЗНП, реагирующих на средневыпрямленное значение входного тока, как и в ТЗНП, реагирующих на среднеквадратичное значение тока, необходимо применение фильтров. Однако, как показал анализ на имитационных моделях, применение входных фильтров уменьшает средневыпрямленное значение в значительно меньшей степени, чем среднеквадратичное значение.

В частности, при использовании во входных цепях тока режекторного фильтра, выделяющего составляющую рабочей частоты 50 Гц, в кабельных сетях с небольшими значениями суммарного емкостного тока ($I_{C\Sigma}$ = 5 ... 10 А)величина коэффициента $K_{пер}$ может достигать 3,5 – 4,5, т.е. больших, чем для среднеквадратичных значений. Аналогичное влияние оказывает применение фильтров низкой частоты.

Из результатов проведенных исследований следует, что применение в цифровых ТЗНП в качестве воздействующей величины средневыпрямленного значения тока не позволяет уменьшить коэффициент броска переходного тока $K_{пер}$ в (1) и обеспечить повышение чувствительности рассматриваемой защиты от ОЗЗ по сравнению с использованием в качестве воздействующей величины среднеквадратичного значения.

ВЫВОДЫ

1. Динамическая устойчивость функционирования при дуговых перемежающихся ОЗЗ цифровых исполнений ТЗНП зависит от рода используемой в ИОТ воздействующей величины (среднеквадратичное или средневыпрямленное значение тока).

2. При использовании в ИОТ среднеквадратичного значения для цифровых исполнений ТЗНП с фильтрами во входных цепях тока, выделяющими составляющую 50 Гц, для отстройки от бросков переходных токов при внешних ОЗЗ следует принимать $K_{пер} \approx 3{,}3$, что больше рекомендуемых в настоящее времяв методиках по расчету ТЗНП значений $K_{пер}$ = 2 – 2,5.

3. Применение фильтров во входных цепях тока ТЗНП режекторного фильтра и фильтров низкой частоты не позволяет уменьшить значение $K_{пер}$ при использовании в качестве воздействующей величины средневыпрямленных значений входного тока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Добрягина О.А. Исследование и разработка методов и средств повышения динамической устойчивости функционирования токовых защит от замыканий на землю в сетях 6 — 10 кВ: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук / ИГЭУ. Иваново. 162 с.

2. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик» 2001.

3. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ /Учебн. пособие. – СПб.: ПЭИПК, 2005.

4. Сирота И.М. Защита от замыканий на землю в электрических сетях. – Киев: Изд-во АН УССР, 1955.

5. Правила устройства электроустановок. Издание 7-е. Утверждены приказом Миэнерго Российской Федерации от 08.07.2002. № 204.

6. Колодяжный В.В. Усовершенствование токовой защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью на основе исследований перемежающихся дуговых замыканий: дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук / ТПИ. Томск. 212 с.

Научный руководитель: В.А. Шуин, доктор технических наук, профессор, кафедра автоматического управления электроэнергетическими системами ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина».

ВЫЯВЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

А.В. Украинцев, А.А. Тимошенко, В.В. Столбовский
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», Энергетический факультет, кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы», группа «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

В электрических сетях классом напряжения 6-35 кВ одной из причин повреждения изоляции электрооборудования и линии электропередач являются перенапряжения, вызванные однофазными замыканиями на землю (ОЗЗ). Разрушение изоляции возникшей при ОЗЗ дугой может привести к переходу из однофазного замыкания в двух- или трехфазное, а в следствии к еще более тяжелым последствиям и отключению потребителей.[1] На уровень аварийности влияет режим заземления нейтрали.

Из-за распределенной по линии электропередач емкости, при ОЗЗ в месте повреждения изоляции протекает емкостный ток. Для его компенсации используют дугогасящий реактор (ДГР), устанавливаемый в нейтраль трансформатора. Индуктивность реактора подбирается такой, чтобы в контуре, образованном этой индуктивностью и суммарной емкостью фаз относительно земли возникал резонанс на промышленной частоте. Это приводит к равенству индуктивной и емкостной составляющих тока замыкания на землю, и препятствует возникновению электрической дуги. В итоге при замыкании одной из фаз на землю электроснабжение потребителей сохраняется. В соответствии с [2], ОЗЗ должно быть устранено в кратчайшие сроки. Однако, добиться полной компенсации сложно, а минимальная величина тока ОЗЗ в поврежденной фазе снижает информативность

аварийного режима и препятствует селективной локализации поврежденного элемента. С другой стороны, ступенчатая регулировка индуктивности ДГР не дает возможности произвести точную компенсацию. Необходимо учитывать, что параметры сети меняются с течением времени, и в отсутствии автоматического управления индуктивностью ДГР, контроль над регулировкой ложится на дежурный персонал, внося в процесс человеческий фактор.[3]

Вероятность очередного пробоя изоляции присоединения при ОЗЗ увеличивается, необходим эффективный способ определения поврежденного фидера. Поиск путем поочередного отключения фидеров, приведет к нарушению компенсации тока и нарушениям в режиме работы сети. Рациональным является применение устройств защиты от замыканий на землю.[4]

В качестве одного из эффективных способов выявления поврежденного присоединения может быть предложена коммутация с определенной частотой нагрузочного резистора во вторичной обмотке трансформатора напряжения, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, с последующим выделением в токе нулевой последовательности каждого из защищаемых присоединений тока, совпадающего по своей частоте с частотой коммутации резистора.

Схема подключения устройства показан на рис. 1. На рисунке введены следующие обозначения:

СШ-система шин;

ТН-трансформатор напряжения;

БНС-блок наложения сигнала;

К-ключ;

БУ-блок управления ключом;

Ф-фильтр для выделения сигнала накладываемого на сеть;

ТТНП-трансформатор тока нулевой последовательности.

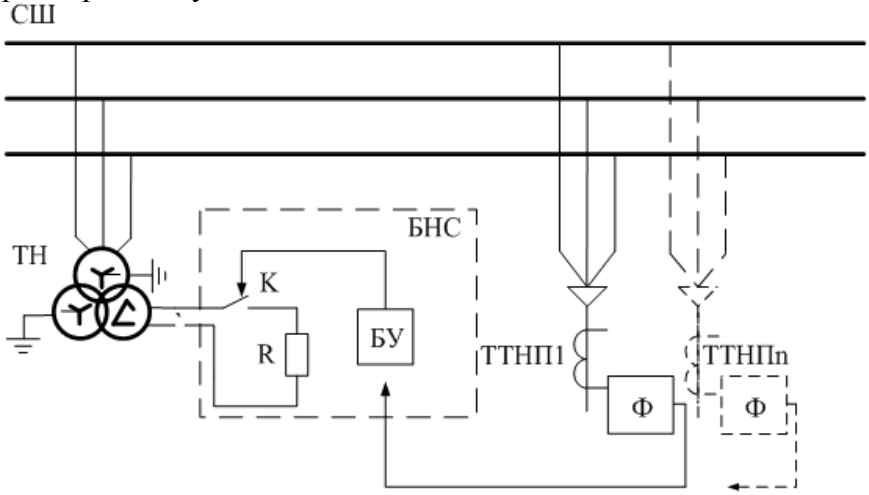


Рис.1 Схема подключение устройства защиты

Если напряжение $3U_0$ выше заданной уставки напряжения замыкания на землю, и хотя бы один из токов нулевой последовательности, снимаемых с ТТНП отходящих фидеров выше уставки тока замыкания на землю, то констатируется факт появления замыкания на землю. При снижении уровня U_0 или пропадании тока нулевой последовательности (I_0) во всех фидерах, схема возвращается в исходное состояние.

После фиксации ОЗЗ, устройство защиты запускает блок управления, который с определенной частотой коммутирует ключ, установленный в обмотке трансформатора напряжения соединенной по схеме «разомкнутый треугольник». При этом изменяется сопротивление нагрузки в этой обмотке. Изменение сопротивления вызывает увеличение тока нулевой последовательности протекающего через трансформатор напряжения. Этот ток складывается с током протекающим в поврежденном присоединении. Форма

дополнительного тока зависит от частоты коммутации ключа установленного в обмотке трансформатора напряжения защищаемой секции, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник». Под воздействием наложенного тока в поврежденном фидере формируется ток нулевой последовательности заданной частоты. С помощью трансформаторов тока нулевой последовательности фиксируются токи каждого фидера, которые далее проходят через цифровые фильтры, где выделяются составляющие заданной частоты. Повреждение имеет тот фидер, у которого составляющая заданной частоты тока нулевой последовательности максимальна.

Для проверки возможности создания селективной защиты от замыканий на землю по принципу коммутации нагрузочного резистора была разработана модель трехфазной сети, использующей изменение режима работы измерительного трансформатора напряжения.На рисунке 2 приведены осциллограммы токов и напряжений полученные на модели сети при частоте наложенного сигнала 20 Гц, которые дают возможность сравнить сигналы поврежденного и неповрежденного фильтров. На рисунке введены следующие обозначения:

$3U_0$ - напряжение нулевой последовательности при однофазном замыкании на землю;

$3I_{0\,НП}$ – ток нулевой последовательности неповрежденного присоединения;

$3I_{0\,П}$ – ток нулевой последовательности поврежденного присоединения;

$I_Г$ – сигнал управления ключом;

I_R – ток во вторичной обмотке трансформатора напряжения;

$I_{Ф\,НП}$ – выходной сигнал фильтра неповрежденного присоединения;

$I_{Ф\,П}$ – выходной сигнал фильтра поврежденного присоединения.

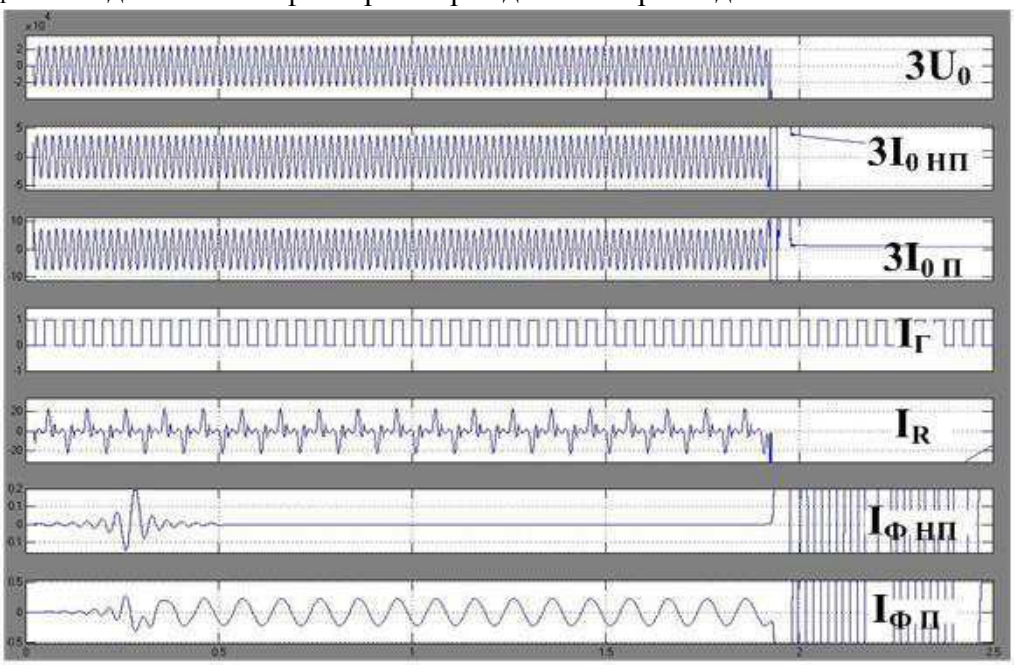


Рис. 2. Осциллограммы токов и напряжений в сети при частоте наложенного сигнала сигнала 20 Гц

Проведенные авторами исследования показали эффективность данного метода обнаружения поврежденного присоединения для сети с компенсацией емкостных токов замыкания на землю. Частота накладываемого сигнала не должна быть кратной промышленной частоте. Не рекомендуется использовать слишком низкие частоты, в связи с ухудшением трансформации сигнала в трансформаторах тока нулевой последовательности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт. // 2010. – №2. С. 36-43.

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Раздел 5.11.7

3. Козлов В.И. Дугогасящие реакторы в сетях среднего напряжения. // Новости Электротехники, 2012, № 2(74).

4. Шалин А.И. Защиты от замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. // Новости Электротехники, 2005, № 1(31), № 4(34), № 6(36).

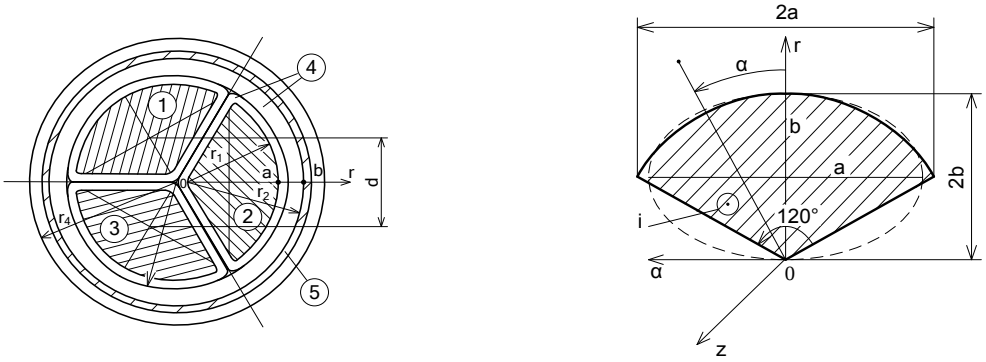
Научный руководитель: А.В. Украинцев ведущий инженер, старший преподаватель, ЮРГПУ (НПИ).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИНДУКТИВНОСТЕЙ ТРЕХЖИЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ 6 – 10 кВ

Е.А. Воробьева, Г.А. Филатова
Ивановский государственный энергетический институт имени В.И. Ленина

Постановка задачи. В кабельных сетях 6 – 10 кВ систем промышленного и городского электроснабжения в настоящее время в основном применяются трехжильные кабели с алюминиевыми жилами. При моделировании и упрощенных аналитических расчетах переходных процессов при ОЗЗ для обоснования расчетных схем замещения кабельной линии 6 – 10 кВ представляет практический интерес исследование зависимости продольных параметров кабельной линии. Для этого необходимо разработать методику определения частотных характеристик индуктивностей трехжильных кабелей 6 – 10 кВ по конструктивным размерам жил, оболочки и изоляции между ними.

Схема замещения и уравнения элементарного участка трехжильного кабеля. Схематичное изображение сечения трехжильного кабеля и одной из его жил показано на рис. 1, а и б.



а) б)

Рис. 1. Основные элементы конструкции трехжильного кабеля 6-10 кВ (а) и форма сечения одной из его жил (б): 1, 2, 3 – жилы; 4 – изоляция; 5 – оболочка; a, b – полуоси эллипса; r, α, z – цилиндрические координаты точки наблюдения

Эквивалентная индуктивность жил кабеля зависит не только от геометрии системы (рис. 1), но и от соотношений токов трехфазной системы. Практический интерес представляют два случая:

1) токвоболочке$i_{об} = -(i_1 + i_2 + i_3) = -3i_0 \neq 0$;

2) токвоболочке$i_{об} = -(i_1 + i_2 + i_3) = -3i_0 = 0$.

При расчетах переходных процессов при ОЗЗ необходимо знать удельные индуктивности контура "фаза – фаза" ("жила – жила") и контура "фаза – земля" ("жила – оболочка") или контуров прямой (обратной) и нулевой последовательности, используемые при задании

параметров моделей трехфазных линий электропередачи с распределенными и сосредоточенными параметрами в большинстве систем моделирования (например, Simulink, ATPDesygner и др.).

Схему замещения элементарного участка трехжильного кабеля длиной dx можно представить в виде, показанном на рис. 2.

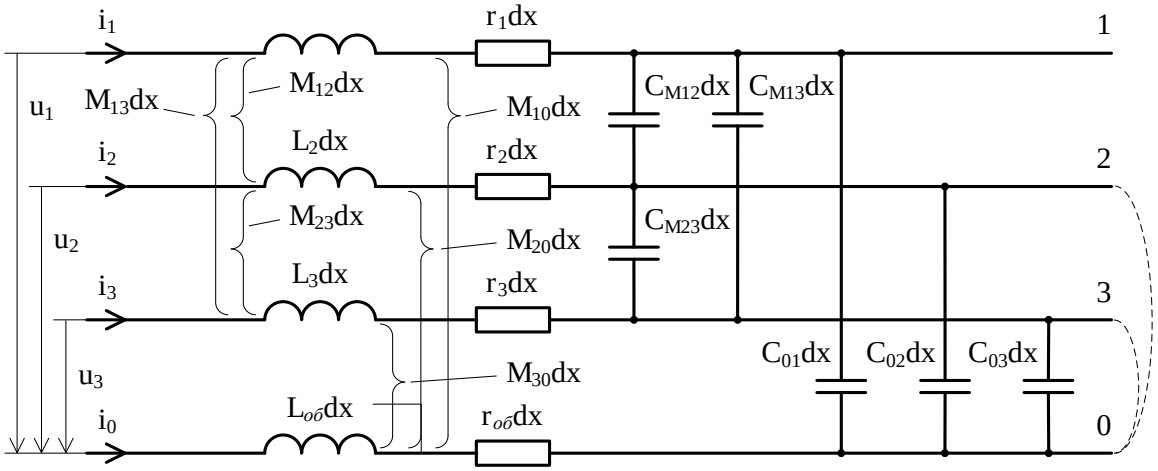


Рис. 2. Схема замещения элементарного участка трехжильного кабеля длиной dx: L_1, L_2, L_3 – удельные собственные индуктивности жил; M_{12}, M_{23}, M_{31} – взаимные индуктивности жил; $L_{об}$ – индуктивность оболочки, M_{10}, M_{20}, M_{30} – взаимные индуктивности между жилами и оболочкой

Для токов и индуктивных составляющих напряжений фаз 1, 2 и 3 в схеме замещения (рис. 2) справедливы следующие уравнения:

$$\left|u\right| = \left|L\right| \cdot \left|\frac{di}{dt}\right|, \qquad (1)$$

где $\left|u\right| = \left|u_1 \quad u_2 \quad u_3\right|^T$; $\left|\frac{di}{dt}\right| = \left|\frac{di_1}{dt} \quad \frac{di_2}{dt} \quad \frac{di_3}{dt}\right|^T$;

$$\left|L\right| = \begin{vmatrix} (L_1 + L_{об} - 2M_{10}) & (L_{об} + M_{12} - 2M_{20}) & (L_{об} + M_{13} - 2M_{30}) \\ (L_{об} + M_{12} - 2M_{10}) & (L_2 + L_{об} - 2M_{20}) & (L_{об} + M_{23} - 2M_{30}) \\ (L_{об} + M_{13} - 2M_{10}) & (L_{об} + M_{23} - 2M_{20}) & (L_3 + L_{об} - 2M_{30}) \end{vmatrix}.$$

Для трехжильных силовых кабелей можно принять: $L_1 = L_2 = L_3 = L$; $M_{12} = M_{13} = M_{23} = M$; $M_{10} = M_{20} = M_{30} = M_0$.

Суммируя уравнения в (1), для индуктивной составляющей напряжения $3u_0$ и тока нулевой последовательности $3i_0$ получим следующее уравнение:

$$3u_0 = u_1 + u_2 + u_3 = (L + 3L_{об} + 2M - 6M_0)\frac{d(i_1 + i_2 + i_3)}{dt} = L_0 \frac{d\,3i_0}{dt}, \qquad (2)$$

где L_0 – индуктивность контура нулевой последовательности.

При $i_{об} = -(i_1 + i_2 + i_3) = -3i_0 = 0$ эквивалентная индуктивность жилы для указанных составляющих равна $L_{1,2} = L - M$.

Полные индуктивности контуров "жила - жила" и "жила - оболочка" определяются выражениями:

$$L_{ж-ж} = L - 2M; \qquad (3)$$

$$L_{ж-об} = L + L_{об} - 2M_0. \qquad (4)$$

С учетом полученных уравнений схему замещения элементарного участка трехжильного кабеля длиной dx (рис. 2) можно преобразовать к виду, показанному на рис. 3.

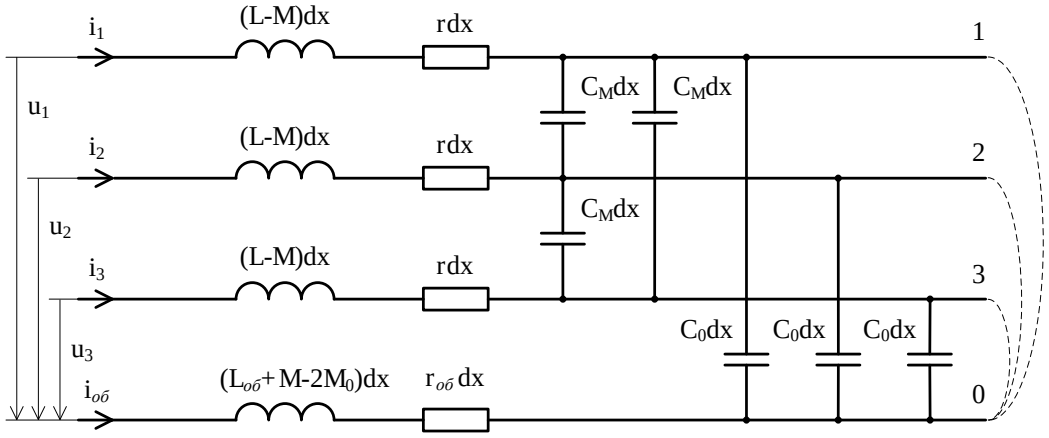


Рис. 3. Варианты представления эквивалентной схемы замещения элементарного участка трехжильного кабеля длиной dx

Из выражений (2) – (4) можно видеть, что для расчета частотных характеристик индуктивностей прямой (обратной) и нулевой последовательности и частотных характеристик индуктивных элементов схемы замещения трехжильного кабеля (рис. 3) необходимо определить зависимости от частоты полной индуктивности контура "жила - оболочка" $L_{ж-об}(\omega)$ и контура "жила - жила" $L_{ж\text{-}ж}(\omega)$.

Определение индуктивности контура "жила – оболочка" $L_{ж\text{-}об}$. Полную индуктивность контура, включающего k-ю жилу и оболочку, можно определить из выражения

$$L_{k\,ж-об} = L_{ke} + L_{ki} + L_{об.i} \ (k = 1, 2, 3), \qquad (5)$$

где L_{ke} – внешняя индуктивность, обусловленная магнитным потоком между жилой и оболочкой; L_{ki} и $L_{об.\,i}$ – соответственно внутренняя индуктивность жилы и внутренняя индуктивность оболочки, обусловленные магнитными потоками внутри указанных проводов.

Таким образом, для определения частотной характеристики индуктивности контура "жила - оболочка" необходимо определить зависимости от частоты его внешней индуктивности $L_{ke}(\omega)$, внутренней индуктивности оболочки $L_{об.i}(\omega)$ и внутренней индуктивности жилы кабеля $L_{ki}(\omega)$.

Определение внутренней индуктивности оболочки $L_{об\,i}(\omega)$. Согласно [1] для цилиндрической оболочки с радиусами r_3 и r_4 (рис. 1, б) при постоянном токе и низкой частоте индуктивность вычисляется по формуле

$$L_{об.i} = \frac{\mu_0}{2\pi}\cdot\left(\frac{r_3^4}{r_4^2 - r_3^2}\cdot\ln\frac{r_4}{r_3} \cdot + \frac{r_4^2 - 3\cdot r_3^2}{4\cdot(r_4^2 - r_3^2)}\right);\ \mu_0 = 4\pi\cdot 10^{-7}\ \text{Гн/м} \qquad (6)$$

Частотную характеристику собственной индуктивности оболочки $L_{об.\,i}(\omega)$ целесообразно определять совместно с ее активным сопротивлением $r_{об}(\omega)$. Для этого воспользуемся выражением, полученным в [2] для комплексного сопротивления оболочки:

$$\underline{Z}_{об.i}(\omega) = r_{об.i}(\omega) + j\omega L_{об.i}(\omega) = \frac{k\cdot\rho}{2\pi\cdot r_4}\cdot\frac{I_0(k\cdot r_4)\cdot H_1^{(1)}(k\cdot r_3) - H_0^{(1)}(k\cdot r_4)\cdot I_1(k\cdot r_3)}{I_1(k\cdot r_4)\cdot H_1^{(1)}(k\cdot r_3) - H_1^{(1)}(k\cdot r_4)\cdot I_1(k\cdot r_3)} \qquad (7)$$

где $k = \sqrt{-j\cdot\frac{\omega\cdot\mu_0}{\rho}}$; $\rho = \frac{1}{\gamma}$ – удельное сопротивление провода; γ – удельная проводимость провода; $I_0(\zeta)$, $I_1(\zeta)$ – функции Бесселя 1-го рода нулевого и первого порядков, $H_0^{(1)}(\zeta)$ и $H_1^{(1)}(\zeta)$ – функции Ханкеля 1-го рода нулевого и первого порядков.

Внутренняя индуктивность оболочки равна мнимой части выражения (7), деленной на $j\omega$.

Определение внутренней индуктивности жилы L_{ki}. Согласно [1] при постоянном токе и при низкой частоте внутренняя индуктивность жилы эллиптического сечения определяется выражением: $L_{ki}(0) = \frac{\mu_0}{8\pi}$.

При резко выраженном поверхностном эффекте $L_{ki} = \frac{1}{\pi^2 \cdot a} \cdot \sqrt{\frac{\mu_0}{2 \cdot \omega \cdot \gamma}} K(k^2)$, где K – полный эллиптический интеграл первого рода с модулем $k = b/a$.

Формула (8) не применима при частотах 50 <f<< 5000 Гц. В этом случае при $\Delta << r_э$ индуктивность жилы вычисляется по формуле

$$L_{ki} = \frac{X_{ki}}{\omega} = \frac{1}{\omega} \cdot \frac{1}{2\pi \cdot r_{э} \cdot \Delta \cdot \gamma} = \frac{1}{2\pi \cdot r_{э}} \cdot \sqrt{\frac{\mu_0}{2 \cdot \omega \cdot \gamma}}.$$

Определение внешней индуктивности жилы L_{ke}. Расчет точного значения L_{ke} может быть выполнен лишь при расчете магнитного поля всей системы "жила – промежуток – оболочка" (рис. 5).

Ограничиваясь рассмотрением поля в промежутке, будем вычислять индуктивность при постоянном токе $L_{ke}(0)$ по формуле:

$$L_{ke}(0) = \frac{\Phi_{ñð}}{i} = \frac{1}{i} \cdot \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \frac{\Phi(\alpha) d\alpha}{\alpha_2 - \alpha_1}; \; \Phi(\alpha) = A(r_1, \alpha) - A(r_2, \alpha), \qquad (9)$$

где $A = A_z(r, \alpha)$ – векторный магнитный потенциал в промежутке жила-оболочка; $\Phi_{ср}$ – среднее значение магнитного потока.

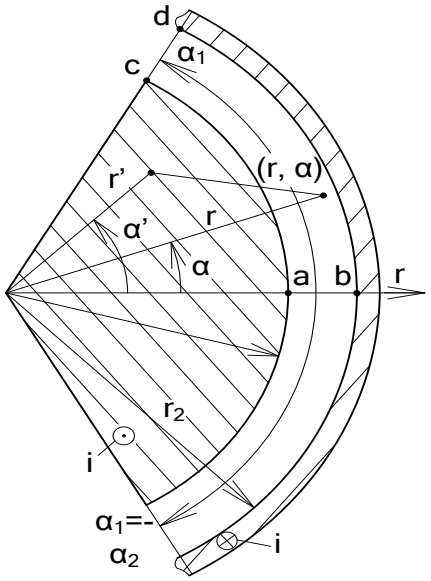


Рис. 5. Геометрические характеристики промежутка "жила-оболочка"

Так как при постоянном токе оболочка не создает магнитного поля в промежутке (по закону полного тока), для $A_z(r, \alpha)$ справедливо выражение:

$$A_z = \frac{\mu_0 \cdot \delta}{2\pi} \cdot \int_{o'}^{r_1} \int_{\alpha_1(r')}^{\alpha_2(r')} \ln \frac{1}{\sqrt{r^2 + r'^2 - 2 \cdot r \cdot r' \cdot \cos(\alpha - \alpha')}} \cdot r' \cdot dr' \cdot d\alpha' + C =$$
$$= -\frac{\mu_0 \cdot \delta}{2\pi} \int_{o'}^{r_1} r' \cdot dr' \cdot \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \ln \left(r^2 \cdot \left[1 + \left(\frac{r'}{r} \right)^2 - 2 \cdot \frac{r'}{r} \cdot \cos(\alpha - \alpha') \right] \right) \cdot d\alpha' + C, \qquad (10)$$

где $\delta = \frac{i}{S_{æ}} = \frac{i}{0,5 \cdot r_1^2 \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)}$ – плотность тока.

Используя разложение при вычислении (10) , приняв $A_z(r = r_2) = 0$ для определения постоянной *C*, получим, что магнитный поток в пространстве между жилой и оболочкой *Ф(α)* равен:

$$\Phi(\alpha) = A_z(r_1, \alpha) = \frac{\mu_0 \cdot i}{2\pi} \cdot \ln\frac{r_2}{r_1} + \frac{\mu_0 \cdot i}{\pi \cdot S_{æ}} \cdot r_1^2 \cdot \sum_{k=1}^{\infty}\left(1 - \frac{r_1}{r_2}\right)^k \cdot \frac{\sin(k \cdot \alpha_2)}{(k+2) \cdot k^2} \cdot \cos(k \cdot \alpha) \qquad (11)$$

Расчеты для трехжильных кабелей показали, что при k> 1 величина $\left(1 - \frac{r_1}{r_2}\right)^k$ не превышает нескольких сотых, поэтому практические расчеты с точностью до нескольких процентов допустимо проводить по формуле

$$\Phi(\alpha) \simeq \frac{\mu_0 \cdot i}{2\pi} \cdot \ln\frac{r_2}{r_1} + \frac{\mu_0 \cdot i}{\pi \cdot S_{æ}} \cdot r_1^2 \cdot \left(1 - \frac{r_1}{r_2}\right) \cdot \frac{\sin(60°)}{3} \cdot \cos(\alpha) \qquad (12)$$

С учетом (12) из (9) получим

$$L_{ke}(0) = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln\frac{r_2}{r_1} + 0,239 \cdot \frac{\mu_0}{\pi \cdot S_{æ}} \cdot r_1^2 \cdot \left(1 - \frac{r_1}{r_2}\right). \qquad (13)$$

Определение коэффициентов взаимоиндукции между жилами *M*. Для определения индуктивности петли "жила-жила" аппроксимируем жилы кабеля эллипсоидами с полуосями a, b (рис. 7).

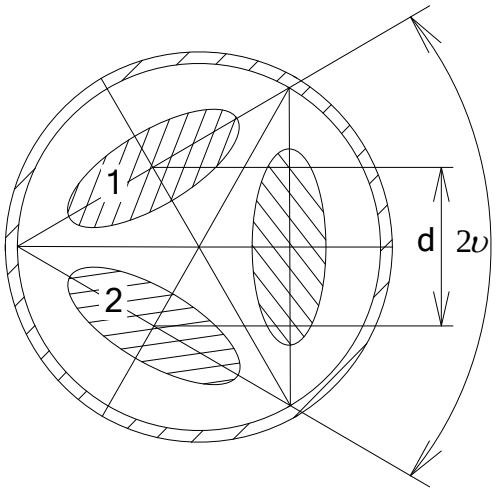


Рис.7. К расчету коэффициентов взаимоиндукции для жил кабеля

Применим для определения L_{12} формулу двухпроводной линии с эллиптическими проводами [1]:

$$L_{12} = L_{ж-ж} = \frac{\mu_0}{\pi} \cdot \left(\ln\frac{2 \cdot d}{a+b} + \frac{1}{4} + \Delta\right),$$

где: $\Delta = \frac{\delta^2}{4} \cdot \cos 2\upsilon - \frac{1}{32} \cdot \delta^4 \cdot (3 + 2 \cdot \cos 4\upsilon) + \frac{5}{192} \cdot \delta^6 \cdot (6 \cdot \cos 2\upsilon + \cos 6\upsilon)$, $\delta = \sqrt{\frac{a^2 - b^2}{d}}$.

Собственные индуктивности жил $L_1 = L_2 = L$ для постоянного тока и низких частот могут определены по найденным выше индуктивностям контура "жила - оболочка".

ВЫВОДЫ

На основе известных расчетных соотношений и общих методов определения индуктивностей проводов и взаимных индукций между ними разработана методика расчета частотных характеристик индуктивностей контуров "жила - оболочка" и "жила - жила", позволяющая определить частотные характеристики индуктивных элементов трехжильного кабеля напряжением 6 – 10 кВ с учетом его конструктивных особенностей и геометрических размеров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ
1. Калантаров П.Л., Цейтлин Л.А. Расчет индуктивностей: Справочная книга. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленинградское отд-ние, 1986. – 488 с.
2. Модели волновых процессов в воздушных линиях 6-10 кВ для решения задачи определения места однофазного замыкания на землю / Слышалов В.К., Шуин В.А., Киселева Ю.А., Ганджаев Д.И. // Вестник ИГЭУ. – 2004. – Вып. 6. – С. 47-53.

Научные руководители: В.А. Шуин, д.т.н., профессор кафедры автоматическое управление электроэнергетическими системами ИГЭУ; В.К. Слышалов, д.т.н., профессор кафедры электрические системы ИГЭУ.

КОМПЛЕКСНОЕ УСТРОЙСТВО СЕЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-35 КВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮИ ДУГОВЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ В ЯЧЕЙКАХ КРУ

А.С. Бабичев, В.В. Махнутин
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», Энергетический факультет, кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

В сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью самыми частыми нарушениями нормального режима являются однофазные замыкания на землю [1]. Однофазное замыкание на землю возможный, но не желательный режим работы линий и должен быть устранен в кратчайшие сроки [2]. При этом возрастает напряжение между неповрежденными фазами и землей, что в свою очередь увеличивает вероятность перехода замыкания в междуфазное КЗ. Кроме того при однофазном замыкания на землю увеличивается риск поражения людей шаговым напряжением. Так же комплектные распределительные устройства 6-10 кВ должны иметь быстродействующую защиту от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ [2].

Предлагается алгоритм действия комплексной защиты селективного действия от замыканий на землю в присоединениях КРУ, совмещенной с защитой от дуговых замыканий в ячейке. Выявление одним устройством однофазных замыканий на землю в ячейке КРУ и в отходящей линии не только упростит схему защиты, но и понизит ее стоимость, одновременно увеличив ее информационную гибкость. На современном рынке устройств релейной защиты данное направление не освоено должным образом в связи с ограниченной областью применения таких комплексных устройств.

Наибольший интерес в использовании комплексного устройства от однофазных замыканий представляет РЕНОМ-04Т и РДЗ-212МТ. Устройство типа РЕНОМ-04Т предназначено для работы в сетях с любым типом заземления нейтрали. Реле может работать как в автономном режиме (сети с изолированной нейтралью), т.е. без связи друг с другом, так и с объединением в систему и обменом информацией между компонентами всей системы (сеть с компенсацией емкостных токов).

Реле имеет высокую помехоустойчивость и чувствительность, выполняет функции органа направления мощности и органа напряжения [3]. При этом предусмотрено выявление перенапряжений, опасных для защищаемой сети при замыканиях на землю через перемежающуюся дугу. Оптимальный выбор характеристик реле направления мощности позволяет обеспечить надежную работу при металлических замыканиях на землю, а также при замыканиях на землю через перемежающуюся дугу при их длительности от одного до двух периодов промышленной частоты. В режиме перекомпенсации определение

повреждения выполняется на основе анализа информации получаемой в локальной сети, образуемой устройствами РЕНОМ-04Т. Наличие блока тестового и функционального контроля позволяет уменьшить время проверки защиты и повысить надежность. Электронная часть реле выполнена на микропроцессорной элементной базе.

В свою очередь реле дуговой защиты типа РДЗ-012МТ предназначено для быстродействующего отключения комплектных распределительных устройств при возникновении коротких замыканий (КЗ) внутри отсеков КРУ и сопровождаемых открытой электрической дугой. Реле может быть использовано для защиты одиночных ячеек, секции и группы ячеек, состоящей из 2-6 ячеек, т.е. способно выполнять функции централизованной защиты.

Принцип действия реле основан на контроле светового потока (освещенности) внутри отсеков ячеек КРУ. При этом фотодатчики устанавливаются в отсеках КРУ, например, в отсеке трансформаторов тока (ТТ) и кабельной разделки, выключателя, проходных изоляторов, отсеке шинного моста и т.д. Реле типа РДЗ-012МТ имеет встроенные тестовый и функциональный контроли, обеспечивающие проверку измерительного органа, соединительных проводов, фотодатчиков, а также энергонезависимая фиксация состояния при его срабатывании.

Алгоритм работы предлагаемого устройства представлен на рисунке 1. При подачи дискретного сигнала на вход «$3u_0$»и отсутствии блокирующего сигнала (БС) от другого терминала, происходит пуск контроля суммы третьей гармонической составляющей тока нулевой последовательности. При превышении уставки порогового элемента (ПЭ), срабатывает реле контактов «Выход 1», что является сигналом того что есть однофазное замыкание на землю именно в той ячейке, где установлена эта защита. При этом устройство подает сигнал на шину блокировки, что исключает ложное срабатывание защит смежных присоединений. Пуск органа контроля светового потока осуществляется по срабатыванию токового дискретного входа «пуск по току». При наличии вспышки в ячейке КРУ, поступает сигнал с фотодатчика и срабатывает дуговая защита, действующая на реле «Выход 2».

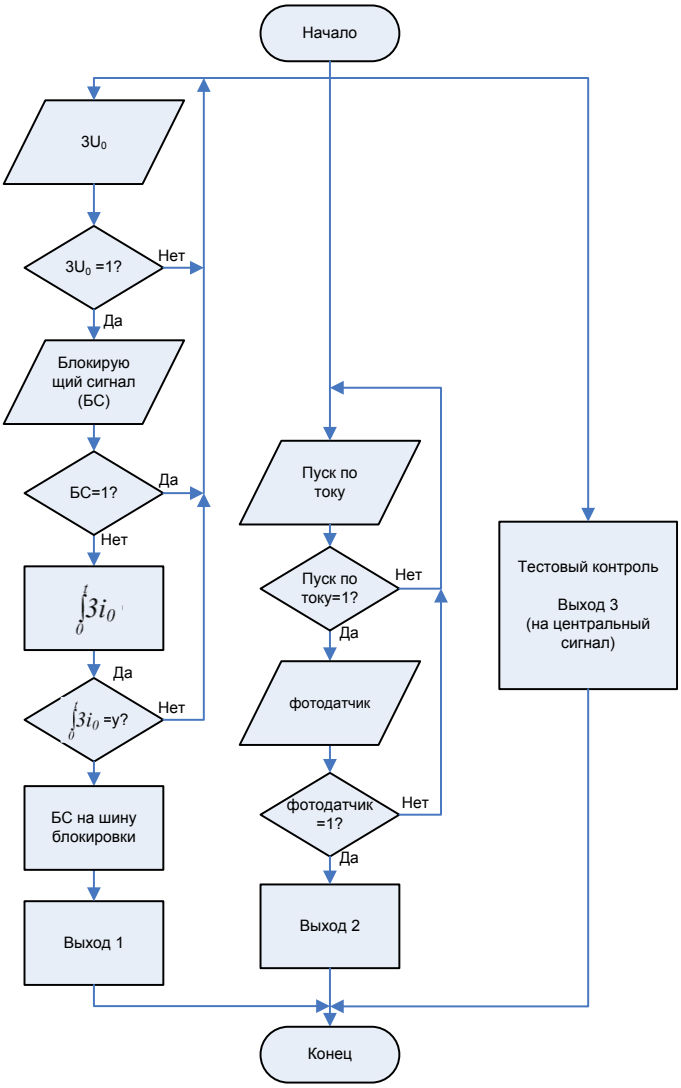


Рис.1 Блок схема алгоритма работы устройства.

На рисунке 2 представлена структурная схема устройства с блоком «Тестовый контроль», при запуске которого создаются условия для однозначного срабатывания защиты. При наличии неисправности, сигнал выводится на дисплей и дублируется на светодиодной панели, не воздействуя на выходные реле. Наличие в промежуточном трансформаторе тока специальной контрольной обмотки, позволяет полностью протестировать цепь срабатывания.

Устройство обладает встроенным регистратором событий, фиксирующем все произошедшие изменения в режиме реального времени. В меню настроек, доступном как на самом устройстве, так и при подключении компьютера, возможно выставление токовой уставки и алгоритма срабатывания защиты. Считать данные и записать уставки на него можно через USB вход устройства.

Предложенное устройство станет конкурентоспособным на рынке устройств релейной защиты из-за его широкой функциональности и невысокой стоимости.

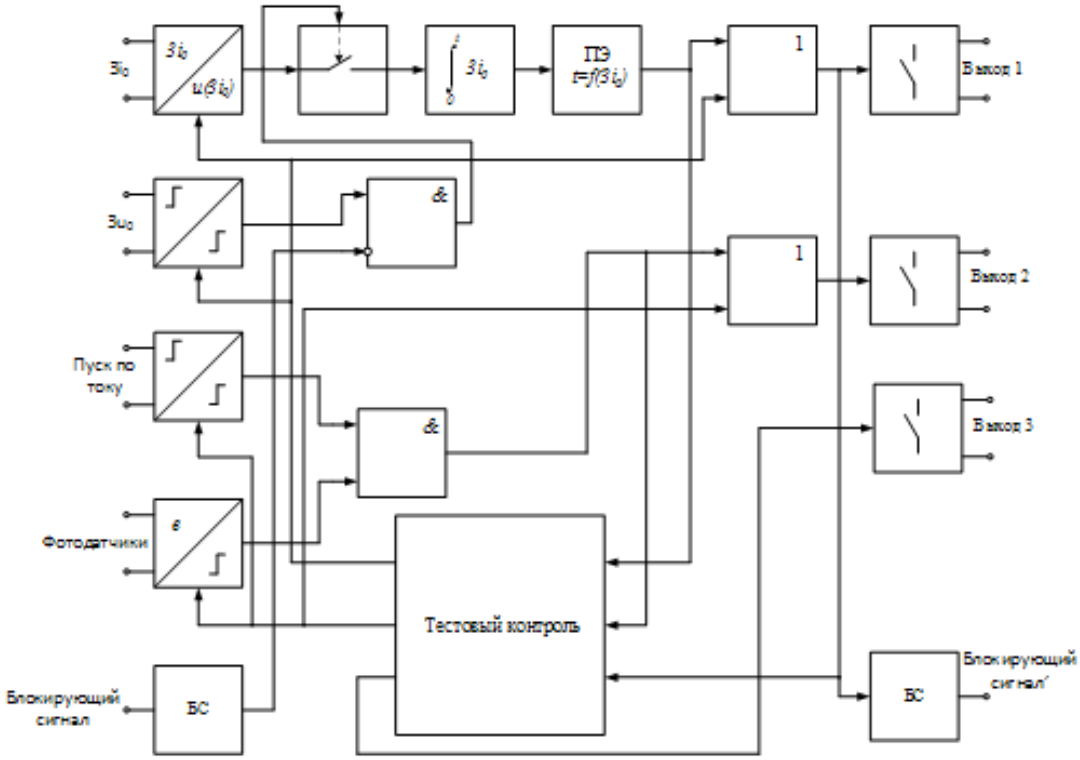


Рис. 2. Структурная схема устройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт. - 2010. – №2. С. 36-43.

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Раздел 5. М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

3. Фабрикант В.Л., Глухов В.П., Паперно Л.Б., Путниньш В.Я. Элементы автоматических устройств: Учебное пособие. – М.: Высш. шк., 1981. - 400 с.

Научный руководитель: А.В. Украинцев, ведущий инженер, старший преподаватель, ЮРГПУ (НПИ).

ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СИБИРИ.

Н.Р. Вагапов, А.Ю. Останин
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Характерными особенностями объединенной энергосистемы Сибири (далее ОЭС Сибири) являются: значительная протяженность линий электропередачи, соединяющих дефицитные и избыточные энергорайоны, невысокая концентрация нагрузок потребителей, наличие в структуре генерации единиц оборудования высокой единичной мощности (до 800 МВт). Указанные особенности определяют необходимость использования противоаварийного управления для обеспечения надёжности и живучести объединенной энергосистемы, а также повышения степени использования пропускной способности электрических сетей.

В настоящее время в ОЭС Сибири функционирует свыше 700 устройств противоаварийной автоматики (далее ПА), настройки которых определяются Филиалами ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ. К этим устройствам относятся: автоматика предотвращения нарушения устойчивости (далее АПНУ), автоматика ликвидации асинхронного режима (далее АЛАР), автоматика ограничения перегрузки оборудования (далее АОПО), автоматика ограничения повышения напряжения (далее АОПН), автоматика ограничения снижения напряжения (далее АОСН), автоматика ограничения повышения частоты (далее АОПЧ), автоматика ограничения снижения частоты (далее АОСЧ).

Отдельно стоит отметить, что в ОЭС Сибири создана централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА), которая реализована в двух иерархических уровнях:

- уровень районов противоаварийного управления, включающий в себя локальные АПНУ (далее ЛАПНУ), реализующие функции предотвращения нарушения устойчивости в отдельных частях энергосистемы;

-уровень объединенной энергосистемы, программно-технический комплекс (далее ПТК) которого осуществляет выбор управляющих воздействий в отношении всех районов противоаварийного управления, включенных в его расчётную схему.

Взаимодействие уровней заключается в передаче от ПТК в ЛАПНУ информации о выбранных управляющих воздействиях и передаче от ЛАПНУ в ПТК исходной информации о схеме сети, режимных параметрах и ограничениях по управлению, а также контрольной информации о настройке и состоянии устройства нижнего уровня. В случае если между уровнями ЦСПА происходит потеря связи, ЛАПНУ самостоятельно определяет управляющие воздействия из таблиц дозировок, составленных заранее на основе расчетов режимов и устойчивости энергосистемы.

Перечисленные устройства ПА обеспечивают выявление, предотвращение развития и ликвидацию аварийных режимов энергосистемы, тем самым обеспечивая выполнение основных целей противоаварийного управления - обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения потребителей и живучести энергосистемы [2].

Вместе с тем, противоаварийное управление ОЭС Сибири имеет ряд недостатков, которые препятствуют наиболее полному использованию пропускной способности электрических сетей:

1. В настоящее время только 3 ЛАПНУ (ЛАПНУ ПС 500 кВ Таврическая, ЛАПНУ ПС 500 кВ Алтай, ЛАПНУ ПС 500 кВ Итатская) имеют возможность получения управляющих воздействий на основании расчётов электрических режимов, выполняемых в режиме реального времени (принцип I-ДО). Все остальные ЛАПНУ осуществляют выбор управляющих воздействий из таблиц дозировок, составленных заранее на основе расчетов режимов и устойчивости энергосистемы (принцип II-ДО). К достоинствам такого подхода к выбору управляющих воздействий можно отнести снижение требований к объему исходной информации и вычислительной мощности устройства автоматической дозировки воздействий. Недостатком является снижение точности противоаварийного управления.

2. Доступный объем управляющих воздействий, направленных на ввод электрического режима в допустимую область посредством отключения нагрузки потребителей (далее ОН) и/или отключения генераторов (далее ОГ) не полностью наблюдаем. Таким образом, принятое устройством ПА решение не всегда может быть оценено с точки зрения его эффективности.

3. Единичные величины мощности, отключаемые по командам ОН, не всегда являются минимально достаточным объемом управления. Т.е. велика вероятность отключения избыточного объема нагрузки при реализации противоаварийного управления.

4. В ряде случаев не обеспечивается координация противоаварийного управления между устройствами ПА. Указанный недостаток может привести как к избыточному противоаварийному управлению, так и к реализации разнонаправленных управляющих воздействий.

5. Наличие недостаточного объема исходной информации приводит к необходимости выбора управляющих воздействий с использованием косвенных признаков выхода электрического режима из области допустимых значений. В этом случае возможна неселективная работа устройства ПА.

6. Отсутствие координации действия устройств ПА с устройствами релейной защиты ввиду их технического несовершенства приводит к избыточному противоаварийному управлению.

Перечисленные выше недостатки могут приводить к избыточному или неселективному действию устройств ПА в условиях конкретной схемно-режимной ситуации и не позволяют в полной мере использовать пропускную способность электрических сетей.

Учитывая изложенное, важнейшими требованиями, предъявляемыми к противоаварийному управлению, являются:

-минимизация объёмов управляющих воздействий в части отключения нагрузки потребителей или генераторов электростанций при обеспечении надёжного функционирования электроэнергетической системы в аварийных ситуациях [1];

-обеспечение селективного действия устройств противоаварийной автоматики.

Для обеспечения указанных требований необходимо решить следующие задачи по развитию противоаварийного управления:

1. Обеспечить выбор и реализацию управляющих воздействий АПНУ на основании расчётов электрических режимов, выполняемых в режиме реального времени (принцип I-ДО) при соблюдении требований к длительности расчётного цикла. В соответствии с [1] длительность расчётного цикла не должна превышать 30 секунд.

Реализация задачи возможна путем включения существующих и вновь создаваемых ЛАПНУ в структуру ЦСПА и расширения расчётной модели ПТК верхнего уровня с включением в неё районов управления подключаемых ЛАПНУ. Для соблюдения требований к длительности расчётного цикла необходимо увеличение вычислительной мощности аппаратной части ПТК и совершенствование алгоритмов и математических способов решения задач выбора управляющих воздействий.

2. Обеспечить наблюдаемость доступных и фактически реализованных объёмов управляющих воздействий в режиме реального времени посредством передачи в оперативно-информационные комплексы диспетчерских центров телеметрической информации (величин активной мощности, номеров генераторов) с объектов электроэнергетики, к которым подключены соответствующие потребители или генераторы.

Для этого потребуется соответствующее развитие систем сбора и передачи информации на объектах электроэнергетики.

3. Обеспечить разукрупнение управляющих воздействий по командам ОН.

Для решения указанной задачи потребуется выполнить корректировку логики действия устройств автоматики дозировки воздействий, входящих в состав ЛАПНУ, реконструкцию цепей отключения нагрузки на энергообъектах, и, при необходимости, реконструкцию каналов связи, по которым осуществляется передача команд ПА.

4. Обеспечить координацию настроек между устройствами ПА, что возможно при включении существующих и вновь создаваемых ЛАПНУ в структуру ЦСПА и организации обмена информацией о схеме сети, параметрах режима работы, настройках и фактически реализованных управляющих воздействиях между ЛАПНУ в смежных районах противоаварийного управления.

5. Обеспечить измерение и передачу в устройство ПА параметров электрического режима, анализ которых позволяет сделать однозначный вывод о необходимости реализации управляющих воздействий и определить вид и/или объем соответствующих управляющих воздействий.

Выполнение этой задачи потребует модернизации или замены существующих устройств ПА и/или соответствующее развитие систем сбора и передачи исходной информации.

6. Обеспечить координацию настроек устройств ПА и релейной защиты, что возможно выполнить после модернизации или замены существующих устройств ПА, аппаратная часть которых не позволяет выполнить настройки, скоординированные с действием устройств релейной защиты.

ВЫВОДЫ.

Существующий в ОЭС Сибири комплекс устройств ПА имеет недостатки, которые не позволяют в полной мере использовать пропускную способность электрических сетей. Для устранения указанных недостатков необходимо решить задачи развития противоаварийного управления: подключить в ЦСПА все существующие и вновь создаваемые ЛАПНУ, обеспечить устройства ПА всех необходимой исходной информацией, выполнить замену или модернизацию устройств ПА, аппаратная часть которых не обеспечивает селективное срабатывание и координацию с действиями устройств релейной защиты и других устройствами ПА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. ГОСТ Р 55105-2012 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию от 15 ноября 2012 г. N 807-ст.

2.Кощеев Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. Л: Энергоатомиздат, 1990. 140 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОНЫ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 кВ

Г.А.Филатова, Е.А. Воробьева

Ивановский государственный энергетический институт имени В.И. Ленина

Введение.Большая часть электрической энергии распределяется потребителям через электрические кабельные сети напряжением 6–10 кВ, поэтому повышение надежности функционирования электрических сетей 6–10 кВ является одной из важнейших задач, без решения которой нельзя обеспечить увеличение надежности электроснабжения потребителей. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются преобладающим видом повреждений в электрических сетях 6–10 кВ и часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся значительным ущербом для потребителей и электрических сетей [1]. Быстрое определение поврежденной при ОЗЗ ЛЭП и места ОЗЗ (зоны ОЗЗ – поврежденного участка) на линии чрезвычайно важны для скорейшей ликвидации повреждения и восстановления нормального режима работы электрической сети. Особенно актуальным представляется решение данной задачи для городских кабельных сетей и кабельных сетей предприятий с большим электропотреблением (черная и цветная металлургия, целлюлозно-бумажная промышленность, автомобилестроение и др.). Однако для кабельных сетей 6-10 кВ до сих пор не существует реально используемых эффективных методов дистанционного определения места (зоны) ОЗЗ на ЛЭП, находящихся под рабочим напряжением.

В отличие от токов коротких замыканий величина тока в установившемся режиме ОЗЗ не зависит от удаленности места повреждения. Такая зависимость имеет место только для электрических величин переходного процесса, возникающего в момент пробоя изоляции. Поэтому для определения места ОЗЗ предпочтительнее использовать токи и напряжения переходного процесса. Так как практически любое ОЗЗ в кабельных сетях начинается с пробоя изоляции, использование электрических величин переходного процесса автоматически решает задачу определения места повреждения при любой разновидности ОЗЗ, включая кратковременные самоустраняющегося пробои изоляции, дуговые перемежающиеся ОЗЗ и устойчивые замыкания на землю.

Метод анализа переходных процессов при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ. В настоящее время, учитывая ограниченные возможности проведения экспериментов в действующих электроустановках и физического моделирования, а также в связи с созданием эффективных универсальных систем математического моделирования наиболее мощным средством количественного анализа переходных процессов при ОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения является имитационное моделирование на ЭВМ. В данной работе исследование переходных процессов при ОЗЗ в целях выявления наиболее информативных признаков для определения места (зоны) ОЗЗ на линиях производилось на имитационной модели кабельной сети 6–10 кВ в среде Matlab.

Для исследования возможных способов определения места повреждения по параметрам переходных процессов при ОЗЗ использовалась упрощенная схема замещения кабельной сети 6–10 кВ, приведенная на рис. 1.

Схема замещения учитывает основные особенности переходных процессов при ОЗЗ, связанные с наличием в переходных токах и напряжениях двух основных составляющих – разрядной и зарядной и влияние на них основных факторов: суммарной емкости фаз сети на землю, удаленности места ОЗЗ, переходного сопротивления в месте повреждения.

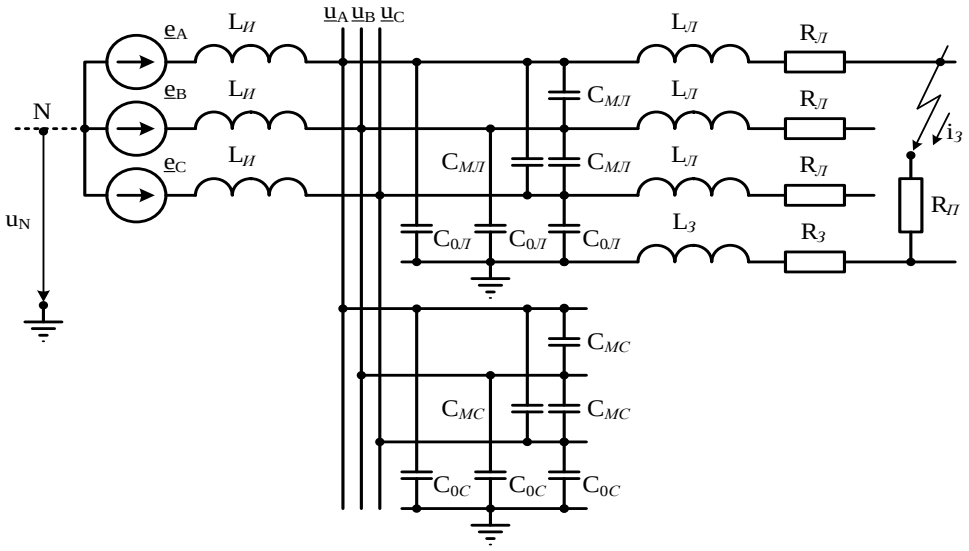


Рис. 1. Схема замещения кабельной сети 6–10 кВ для анализа переходных процессов при ОЗЗ

Целесообразность применения данной схемы замещения для анализа переходных процессов при ОЗЗ определяется также тем, что для имеется аналитическое решение уравнений переходного процесса, приведенное в [2].

Электрические величины переходного процесса при замыканиях на землю, используемые для определения места повреждения. Для решения задачи определения места ОЗЗ (ОМЗЗ) могут быть использованы любые величины, параметры которых зависят от удаленности до места повреждения. К таким величинам относятся:

– переходный ток нулевой последовательности и его свободные составляющие;

–переходное напряжение нулевой последовательности и его свободные составляющие.

От удаленности до места повреждения зависит также ток в поврежденной фазе поврежденного присоединения, определяемый в основном током в месте ОЗЗ, и напряжение на поврежденной фазе, которое можно определить как падение напряжения от тока в поврежденной фазе на сопротивлении линии до места ОЗЗ. Таким образом, кроме составляющих нулевой последовательности переходного режима ОЗЗ для определения места ОЗЗ могут быть использованы также ток и напряжение поврежденной фазы поврежденной линии.

На рис. 2 представлены полученные на имитационной модели расчетные зависимости переходного тока $3i_0$ от расстояния до места ОЗЗ.

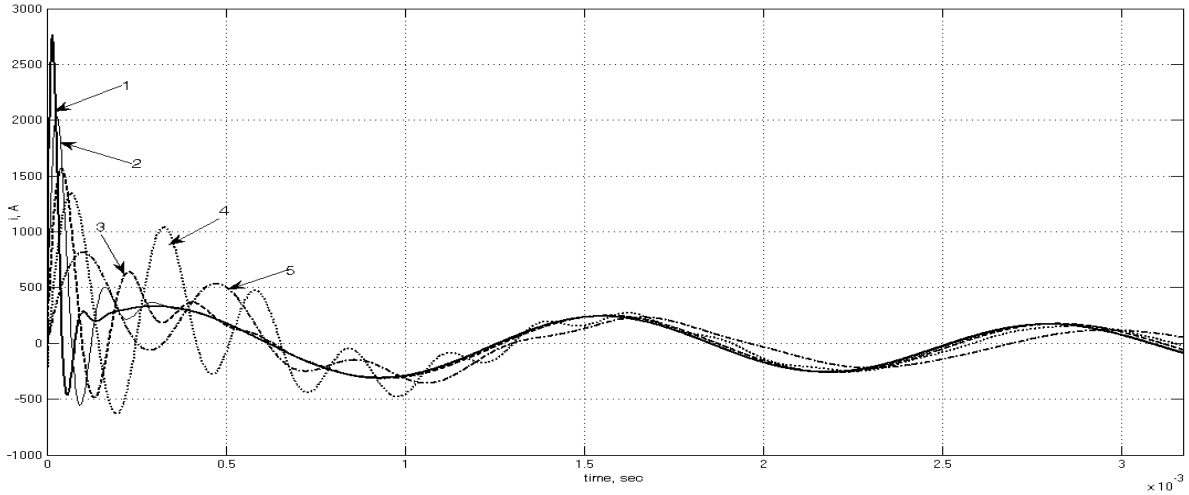


Рис. 2. Расчетные зависимости переходного тока от удаленности до места ОЗЗ для сети с $U_{ном}$ = 6 кВ и $I_{c\Sigma}$= 30А: 1 – $L_з$ = 0,2 км;2 – $L_з$ = 0,5 км; 3 – $L_з$ = 1 км; 4 – $L_з$ = – 2 км; 5 – $L_з$ = 5 км

Параметры зарядной составляющей практически мало зависят от удаленности до места ОЗЗ (рис. 2), т.к. частота и амплитуда данной составляющей в основном определяется суммарным емкостным током сети и индуктивностью источника питания. Однако частотное разделение разрядной и зарядной составляющей переходного тока ОЗЗ в кабельных сетях 6-10 кВ, как показано в [2, 3], возможно не всегда, поэтому для решения задачи определения места ОЗЗ необходимо использовать сумму свободных составляющих – разрядной и зарядной, т.е. подавление с помощью фильтра принужденной составляющей промышленной частоты.

Нормирование электрических величин переходного процесса.Значения амплитуд свободных составляющих и полных токов и напряжений переходного процесса и, соответственно, параметров, которые могут быть использованы для определения места ОЗЗ, зависят не только от удаленности места повреждения, но и от начальной фазы пробоя изоляции φ. Указанная зависимость для токов и напряжений иллюстрируется расчетными осциллограммами (рис. 3 и 4).

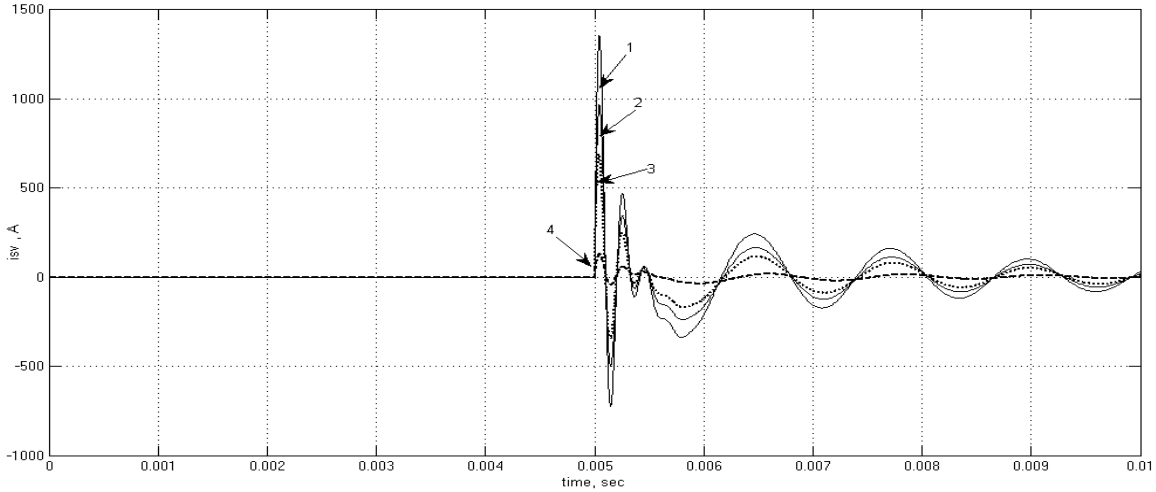


Рис. 3. Зависимости свободной составляющей переходного тока $3i_0$от начальной фазы пробоя φ для сети с $U_{ном}$ = 6 кВ и $I_{c\Sigma}$= 30А при $L_з$ =0,8 км: 1 – φ = 90°; 2 – φ = 45°; 3 – φ = 30°; 4 – φ = 5°

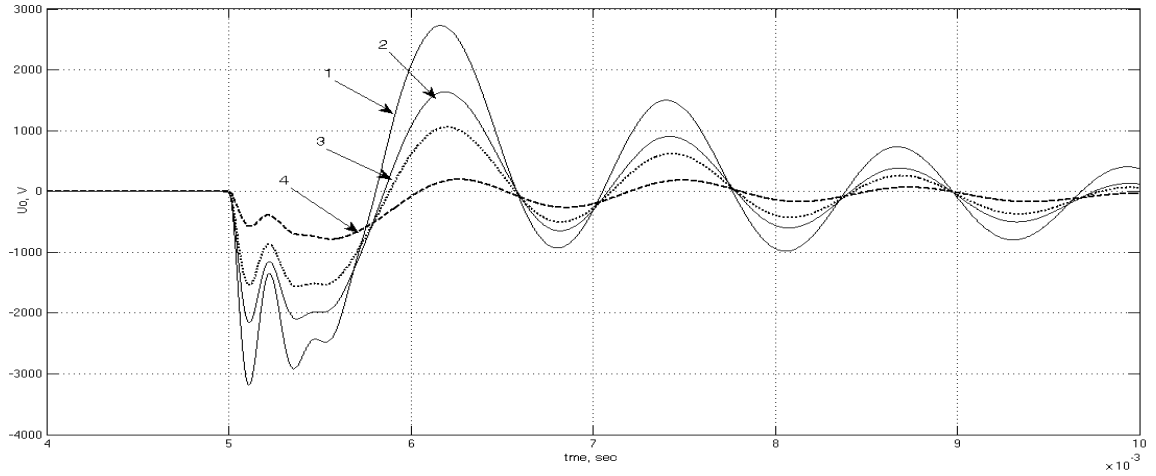


Рис. 4. Зависимость свободной составляющей напряжения $3u_o$от начальной фазы пробоя φ для сети с $U_{ном}$= 6 кВ и $I_{c\Sigma}$= 30А при $L_з$ =0,8 км: 1 – φ = 90°; 2 – φ = 45°; 3 – φ = 30°; 4 – φ = 5°

Для исключения зависимости параметров электрических величин переходного процесса от начальной фазы пробоя изоляции для решения задачи ОМЗЗ необходимо использовать нормированные значения свободных составляющих тока и напряжения.

Амплитуды свободных составляющих переходного тока и напряжения при возникновении ОЗЗ в момент наличия на поврежденной фазе напряжений, близких к максимальному, пропорциональны значению *sinφ*. Значение *sinφ* может быть вычислено по значению U_m, определенному для режима, предшествующего ОЗЗ, и напряжению на поврежденной фазе в момент возникновения пробоя изоляции:

$$\sin\varphi = \frac{u(0)}{U_m} = \frac{U_m \sin\varphi}{U_m}. \qquad (1)$$

Из рис. 5 и рис. 6 можно видеть, что предложенный подход к нормированию измеренных значений электрических величин переходного процесса практически исключает зависимость информационных параметров от начальной фазы пробоя изоляции φ, но дает существенные погрешности при малых углах пробоя порядка 5-10°. Учитывая, что подавляющая часть пробоев изоляции возникает при значениях угла φ, близких к $\pi/2$, указанные погрешности можно считать несущественными.

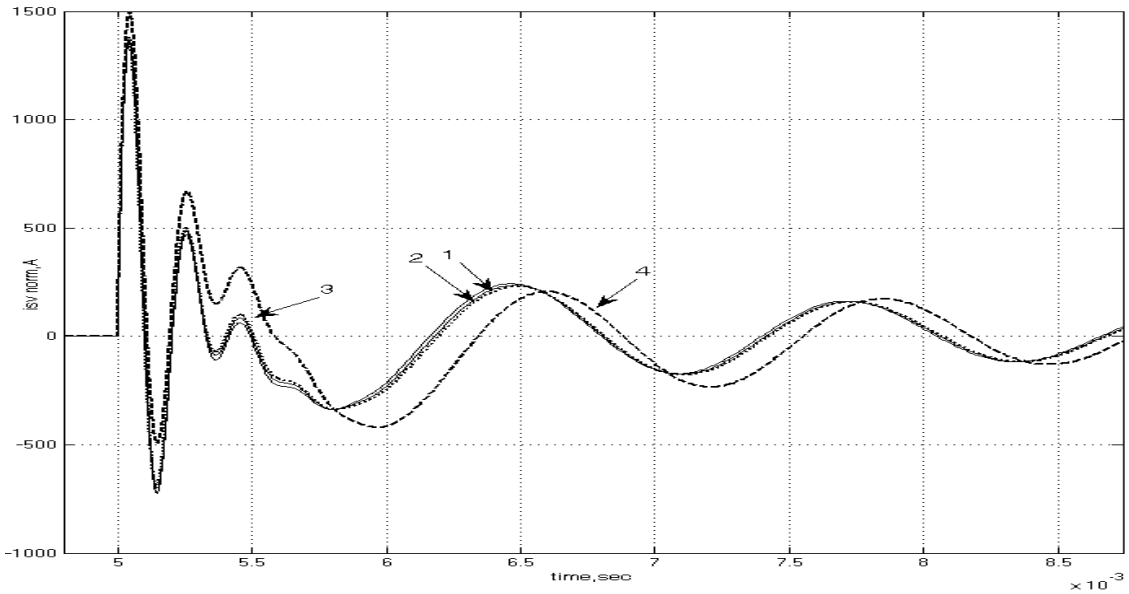


Рис. 5. Зависимости нормированной свободной составляющей переходного тока $3i_0$от начальной фазы пробоя φ для сети с $U_{ном}$ = 6 кВ и $I_{c\Sigma}$= 30А при $L_з$ =0,8 км: 1 – φ = 90°; 2 – φ = 45°; 3 – φ = 30°; 4 – φ = 5°

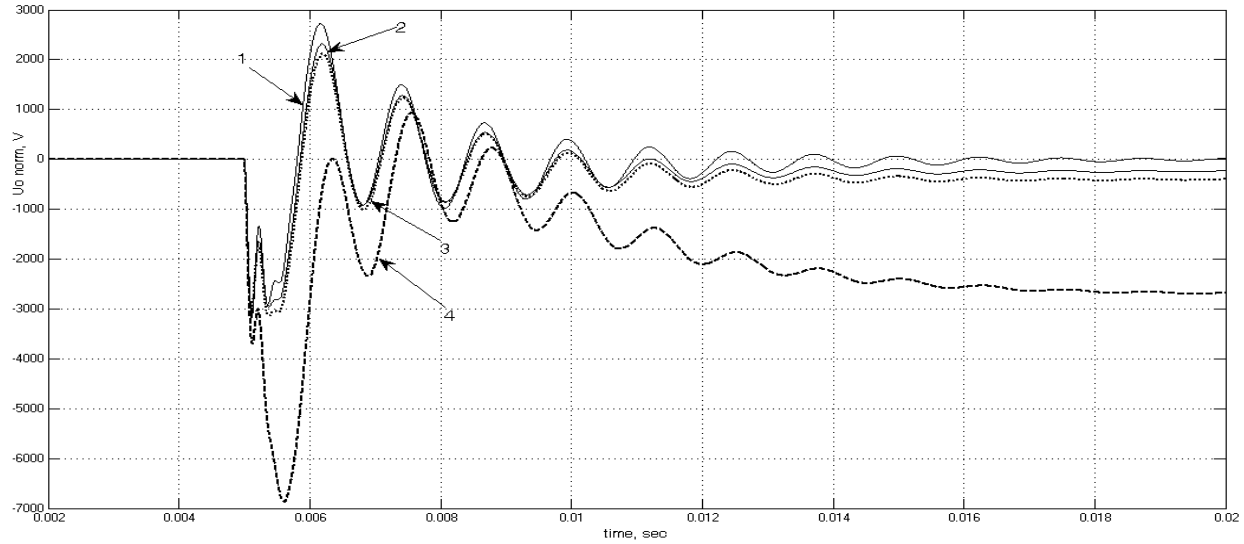


Рис.6. Зависимости нормированной свободной составляющей переходного напряжения $3u_o$ от начальной фазы пробоя φ для сети с $U_{ном}$ = 6 кВ и $I_{c\Sigma}$= 30А при $L_з$ =0,8 км: 1 – φ = 90°; 2 – φ = 45°; 3 – φ = 30°; 4 – φ = 5°

Основные факторы, искажающие замер информационных параметров электрических величин переходного процесса при ОЗЗ. К основным факторам, влияющим на точность замера информационных параметров электрических величин переходного процесса при ОЗЗ, можно отнести:

– переходное сопротивление в месте повреждения $R_П$;

– значение суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$;

– индуктивность источника питания;

– режим заземления нейтрали сети.

Анализ на имитационной модели кабельной сети 6-10 кВ показал, что амплитуда и длительность первой полуволны переходного тока нулевой последовательности и переходного тока в поврежденной фазе поврежденной линии существенно зависят от переходного сопротивления в месте ОЗЗ и значения суммарного емкостного тока сети, поэтому использование указанных информационных параметров может привести к значительным погрешностям в оценке расстояния до места ОЗЗ. Указанные факторы не

позволяют также обеспечить высокую точность замера при использовании в качестве информационных параметров максимальное значение производной напряжения нулевой последовательности и напряжения поврежденной фазы на переднем фронте первой полуволны указанных величин.

Наиболее устойчивыми информационными параметрами, практически не зависящими от влияния указанных выше факторов, является начальное значение производной нормированного переходного тока поврежденной фазы или тока нулевой последовательности поврежденной линии, а также начальные значения первой производной напряжения на поврежденной фазе и второй производной напряжения нулевой последовательности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971. 152 с.

2. Шуин В.А. Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 3-10 кВ // Электричество. 1991. № 10. С. 58-61.

3. Шуин В.А. Теория и практическая реализация защит от однофазных замыканий на землю, основанных на использовании переходных процессов, в электрических сетях 3-35 кВ: дис. … докт. техн. наук / ВНИИЭ. М., 1994, 300 с.

Научный руководитель: В.А.Шуин, д.т.н., профессор кафедры Автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРАНСРЕАКТОРОВ В КАЧЕСТВЕ ДАТЧИКОВ ТОКА РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ КОРПУСНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

Р.И. Беличенко

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»

Существующие релейные защиты корпусных электроустановок напряжением 0,4 кВ выполняются, как правило, на принципе максимальных токовых со ступенчатой выдержкой времени. В ряде случаев такие защиты не обладают достаточным быстродействием при отключении коротких замыканий на сборных шинах корпусных электроустановок, что приводит к возникновению электрической дуги и, как следствие, значительным разрушениям и ущербу. В связи с этим возникает необходимость создания быстродействующих селективных защит ответственных участков низковольтных электрических сетей, в частности, комплектных распределительных устройств. Наиболее целесообразным представляется применение дифференциального принципа. Для организации первичных цепей дифференциальных защит, имеющих высокие требования к точности замера величины тока во всех режимах работы, необходимо применять соответствующие датчики тока, например трансформаторы тока (ТТ) с воздушным зазором – трансреакторы.

В настоящей работе представлена методика расчета параметров трансреакторов и сделан вывод о целесообразности их дальнейшего применения в дифференциальных защитах электроустановок низкого напряжения.

Трансреактор, в отличие от трансформаторов тока с замкнутым ферромагнитным сердечником, является преобразователем, у которого выходным сигналом является не ток, а напряжение. Если нагрузочный режим ТТ близок к режиму короткого замыкания, то нагрузочным режимом трансреактора является режим холостого хода вторичной обмотки. При синусоидальном первичном токе в линейной схеме замещения трансреактора нагрузочный режим можно рассчитать по схеме замещения и векторной диаграмме, приведенным на рисунках 1 и 2.

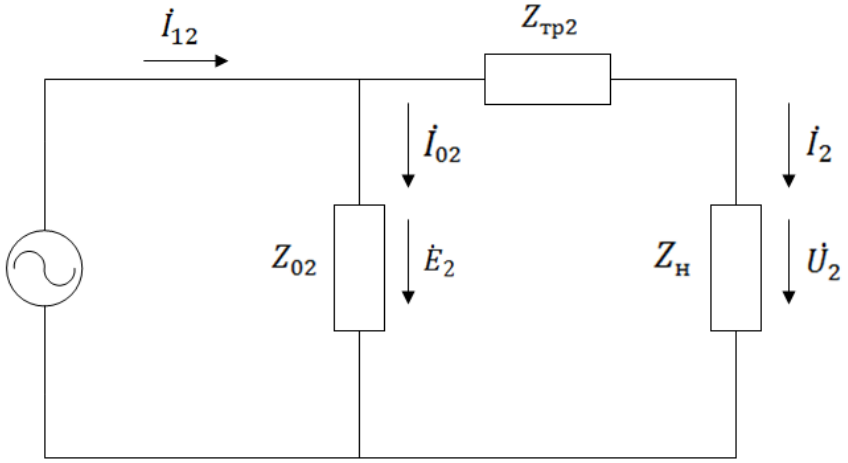


Рис. 1. Схема замещения трансреактора

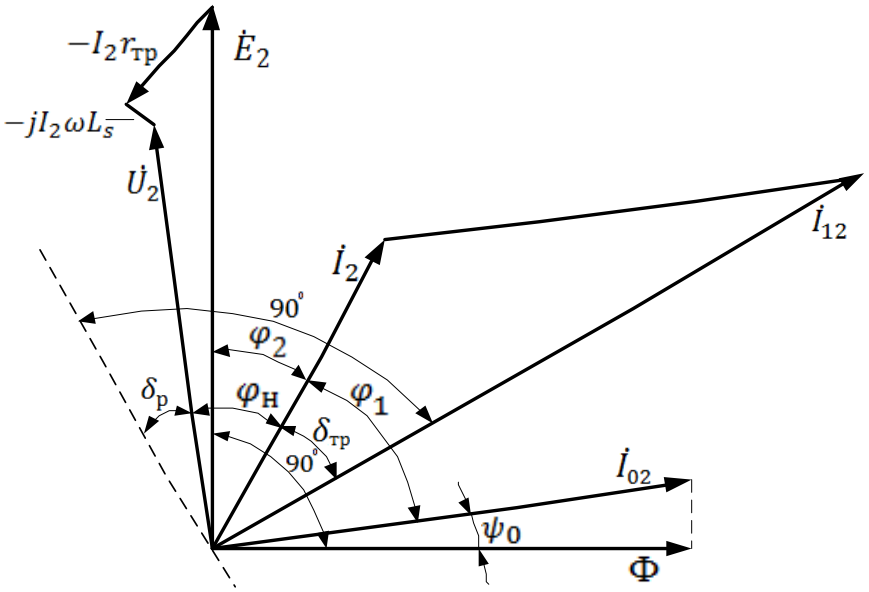


Рис. 2. Векторная диаграмма трансреактора

При этом вторичная ЭДС выражается в виде:

$$\dot{E}_2 = \dot{I}_{12}\frac{Z_{02}\,(Z_{mp2}+Z_н)}{Z_{02}+Z_{mp2}+Z_н}, \qquad (1)$$

где Z_{02} – полное сопротивление ветви намагничивания;

Z_{mp2} – полное сопротивление вторичной обмотки трансреактора;

$Z_н$ – полное сопротивление нагрузки.

Вторичное напряжение трансреактора:

$$\dot{U}_2 = \dot{E}_2\frac{Z_н}{Z_{mp2}+Z_н} = \dot{I}_{12}\frac{Z_{02}e^{j(90-\psi_0)}}{1+\alpha_н e^{j(\varphi_р-\varphi_н)}} = \frac{\dot{I}_1}{K_р}e^{j(90-\delta_р)}, \qquad (2)$$

где $\alpha_н = \frac{Z_{\sum тр}}{Z_н}$ – коэффициент нагрузки трансреактора;

$Z_{\sum тр} = \left|Z_{02} + Z_{тр2}\right|$ – полное сопротивление вторичной обмотки;
$\varphi_р$ – угол сопротивления $Z_{\sum тр}$;
$K_р$ – коэффициент преобразования трансреактора;
$\varphi_н$ – угол сопротивления нагрузки;
$\delta_р$ – угловая погрешность трансреактора;
ψ_0– угол между намагничивающим током и потоком, определяемый потерями в стали.

Отсюда коэффициент преобразования трансреактора (по аналогии с коэффициентом трансформации ТТ):

$$K_р = \frac{I_1}{U_2} = \frac{K_в}{Z_{02}}\sqrt{1 + \alpha_н^2 + 2\alpha_н \cos(\varphi_р - \varphi_н)}\ , (3)$$

где $K_в = \frac{W_2}{W_1}$ – витковый коэффициент трансформации трансреактора.

При индукции в сердечнике до 1,8 Тл, регулируемой величиной воздушного зазора, трансреакторы имеют постоянную погрешность, так как основная часть намагничивающих ампервитков приходится на долю воздушного зазора, имеющего постоянное магнитное сопротивление.

Амплитудная погрешность трансреактора

$$\Delta p = \left(\frac{K_{рн}}{K_р} - 1\right)100\%\ , \qquad (4)$$

где $K_{рн} = \frac{I_{1ном}}{U_{2ном}}$ – номинальный коэффициент преобразования.

Угловую погрешность трансреактора оценивают величиной угла, дополняющего до 90° угол сдвига фаз между первичным током и вторичным напряжением. В общем случае угловая погрешность определяется из выражения:

$$e^{j\delta_р} = e^{j\psi_0}\left[1 + \alpha_н e^{j(\varphi_р - \varphi_н)}\right]\frac{1}{\sqrt{1 + \alpha_н^2 + 2\alpha_н \cos(\varphi_р - \varphi_н)}}\ , \qquad (5)$$

а отсюда:

$$\delta_р = \tan^{-1}\frac{\alpha_н\left[\sin(\varphi_р - \varphi_н) + \tan\psi_0 \cos(\varphi_р - \varphi_н)\right] + \tan\psi_0}{\alpha_н\left[\cos(\varphi_р - \varphi_н) - \tan\psi_0 \sin(\varphi_р - \varphi_н)\right] + 1} \quad (6)$$

Наличие воздушного зазора также устраняет влияние на работу трансреактора остаточного магнетизма и насыщения железа сердечника. Одним из свойств трансреактора является уменьшение трансформации во вторичную цепь апериодической составляющей тока короткого замыкания, что может использоваться в дифференциальной защите трансформаторов для уменьшения бросков токов намагничивания при включении на холостой ход.

Выходное напряжение трансреактора пропорционально первой производной первичного тока, т.е. трансреактор является дифференцирующим элементом. Эта особенность позволяет использовать его как фильтр апериодической составляющей.

Рассмотрим переходный процесс в трансреакторе при коротком замыкании в первичной сети и наличии апериодической составляющей в токе КЗ.

$$\begin{cases} Hl_3 = i_1 w \\ \dfrac{d\psi}{dt} - r_2 i_2 = 0 \end{cases}, \qquad (7)$$

где H – напряженность поля в сердечнике;
ψ – потокосцепление;
i_1, i_2 – первичный и вторичный токи соответственно;
r_2 – сопротивление вторичной цепи;
l_3 – длина немагнитного зазора.

Предположим, что апериодическая составляющая в первичном токе максимальна, т.е.

$$i_1 = I_{m1}\left(e^{-\frac{t}{\tau_1}} - \cos\omega t\right), \qquad (8)$$

тогда:

$$i_2 = -\frac{L}{r_2}\left(\frac{I_{m1}e^{-\frac{t}{\tau_1}}}{\tau_1} - \omega I_{m1}\sin\omega t\right), \qquad (9)$$

где $L = \frac{w^2}{r_м}$ – индуктивность трансреактора.

Если в первичном токе амплитуды апериодической и периодической составляющих одинаковы, то во вторичном токе их отношение равно

$$\frac{I_{a2}}{I_{n2}} = \frac{1}{\tau_1 \omega}, \qquad (10)$$

При $\tau_1 = 0{,}1 \div 0{,}2$ *сек.*, $\frac{I_{a2}}{I_{n2}} = \frac{1}{30} \div \frac{1}{60}$, т.е. апериодическая составляющая пренебрежимо мала. Кроме того апериодическая составляющая вторичного тока затухает практически в течение одного полупериода.

Для обеспечения приведенных выше соотношений необходимо определенным образом выбрать величину немагнитного зазора. В первом приближении выбрать величину зазора можно из условия минимальной погрешности коэффициента преобразования трансреактора при некоторой кратности первичного тока $m = \frac{I_1}{I_{1ном}}$.

Тогда, пренебрегая падением магнитного напряжения в магнитопроводе, напряженность поля в зазоре можно определить из выражения

$$H \approx mI_{1ном}\frac{w_1}{l_3} (11)$$

Индукция в сердечнике:

$$B = \mu_0 H \approx \mu_0 I_{1ном}\frac{w_1}{l_3} (12)$$

Поскольку насыщение сердечника должно наступить при $I_1 = mI_{1ном}$, получим:

$$l_3 = \frac{\mu_0 m I_{1ном} w_1}{B_s} (13)$$

Величина индукции B_s может быть приближенно взята для горячекатаных сталей порядка 1,5 ÷1,7 Тл, а для холоднокатаных сталей 1,7 ÷ 1,8 Тл.

Оценивая перспективы использования трансреакторов для защиты корпусных электроустановок напряжением 0,4 кВ, необходимо учитывать их конструктивные особенности, в частности, компактность и малые расстояния между токоведущими шинами. Тороидальные трансреакторы целесообразно устанавливать только на кабельные присоединения. На сборных шинах и на отходящих фидерах с шинными присоединениями

целесообразно применять трансреакторы с сердечниками П-образной формы, облегающие токоведущие шины.

Сравним возможность применения трансформаторов тока и трансреакторов в качестве датчиков тока дифференциальной защиты, без изменения конструкции корпусной электроустановки.

Трансформаторы тока для дифзащиты, выбранные по условиям 10%–й погрешности, работают при токах короткого замыкания с индукцией B=1,8 Тл. Определим размеры сердечника ТТ для отходящих присоединений с $I_{ном}$=200 А и кратностью тока КЗ m=50. По кривым намагничивания B= f(h) для электротехнической стали, при B=1,8 Тл, то H=125 А/см. Из выражения $H = \frac{mI_{ном}}{2\pi R}$ диаметр средней линии ТТ равняется 25 см, а внешний диаметр ТТ равен 30 см, что недопустимо по габаритам для корпусных электроустановок.

Определим параметры трансреактора для индукции B=1,8 Тл.

$l = \frac{\mu_0 m I_{1ном} w_1}{B_s} = 0{,}7$ см. Внешний диаметр трансреактора определяется диаметром кабеля, соответственно выбор трансреакторов в качестве датчиков тока не нарушает конструкцию корпусной электроустановки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1998. С.800.

2. Кутявин И.Д. Трансформаторы тока с воздушным зазором // ИЗВЕСТИЯ Томского Ордена Трудового Красного Знамени Политехнического Института имени С.М. Кирова. 1951. №70. Вып. 2

Научный руководитель: В.И. Нагай, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой Электрические станции и электроэнергетические системы ЮРГПУ (НПИ).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ МОЩНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

В.Л. Кузнецов, А.В. Майзель, П.С. Хрипунов, Е.С. Другова
Санкт-Петербургский Государственный Политехнический Университет

Доклад посвящен архитектуре и работе цифрового диагностического комплекса, а также рассмотрению вопроса о целесообразности его использования для проверки сложных систем регулирования в электроэнергетических системах.

С появлением на рынке высокоскоростных интерфейсных платформ, позволяющих синхронизировать и управлять значительным количеством измерительного оборудования, стала доступна возможность для наглядного изучения и анализа переходных процессов на устройствах управления энергетического оборудования [1]. Появился потенциал в разработке новых принципов исследования и проверки защит и автоматики в лабораторных условиях с дальнейшим совершенствованием этих систем. Прогрессивное развитие методов, средств релейной защиты и автоматики (РЗА) достигается при модернизации структуры, конструктивного исполнения и улучшения метрологических характеристик вторичных преобразователей электрических сигналов тока и напряжения [2].

Целью работы является:

1. Проверка целесообразности внедрения новых метрологических средств непосредственно на предприятиях, эксплуатирующих системы регулирования;

2. Объективное тестирование систем возбуждения мощных генераторов электрических станций;

3. Устройство цифрового диагностического комплекса

Цифровой диагностический комплекс – это надежная промышленная система программно-аппаратного моделирования, управления и сбора данных на основе технологии фирм РТС-Электро и NationalInstruments. Комплекс программируется с использованием среды графической разработки приложений LabVIEW и функционирует под управлением операционной системы жесткого реального времени. На текущем этапе работы комплекс применяется для испытаний моделей регуляторов возбуждения. Внешний вид комплекса со снятыми наружными панелями представлен на рис. 1.

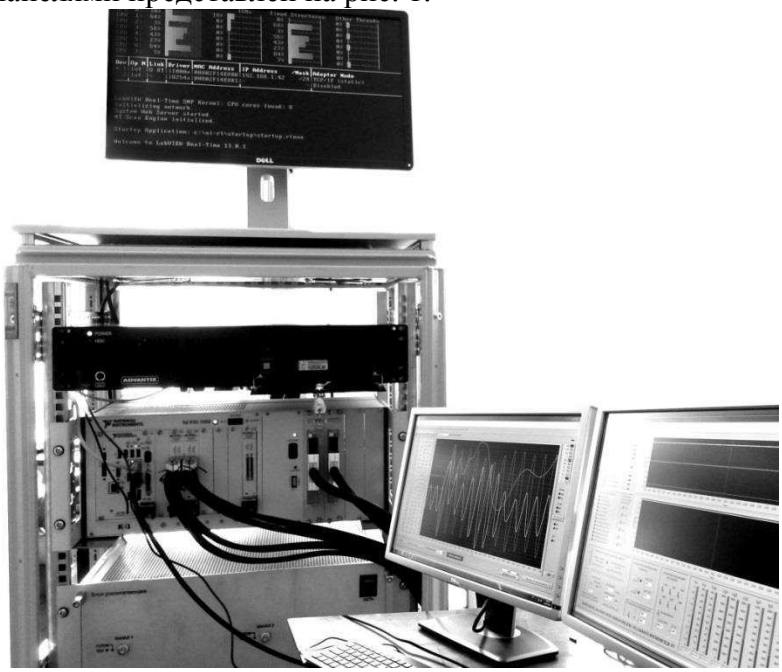


Рис. 1. Внешний вид диагностического комплекса

К особенностям цифрового диагностического комплекса можно отнести:

- программно реализованное математическое описание всех элементов расчетной схемы, в том числе первичных и вторичных преобразователей электрических сигналов, рассчитываемое в реальном времени;
- формирование исчерпывающего набора параметров электрического режима, необходимых для корректного и полноценного функционирования регулятора возбуждения, в виде аналоговых сигналов, согласованных с входными сигналами регулятора;
- обеспечение обратной связью устройства с моделируемой частью ЭЭС по каналам управления регулятора;
- графический пользовательский интерфейс оператора, реализующий возможности контроля, измерения, отображения и регистрации данных, встроенную СУБД, а также автоматизированное формирование отчёта проведённых испытаний.

В состав комплекса входит:

- блок вычисления и формирования сигналов на базе модульной системы PXI, включает вычислительное ядро intelCorei7, выполняющее расчёт модели в реальном времени, а также блок ввода-вывода для формирования и измерения аналоговых и дискретных сигналов;
- блок усиления тока и напряжения, использующийся для согласования выходных сигналов ЦАП по типу и уровню с каналами измерения исследуемого регулятора возбуждения;
- блок цифрового ввода/вывода осуществляет согласование сигналов и защиту цифровых каналов от перегрузок;

- блок датчиков тока и напряжения представляет собой комплект вторичных преобразователей, сигналы которых могут быть измерены АЦП;

- сервер выполняет задачи управления комплексом, отображения интерфейса оператора, регистрацию и хранение данных, формирование отчётов.

На рис.2 показана упрощенная структурно-функциональная схема микропроцессорного комплекса для диагностики и испытаний.

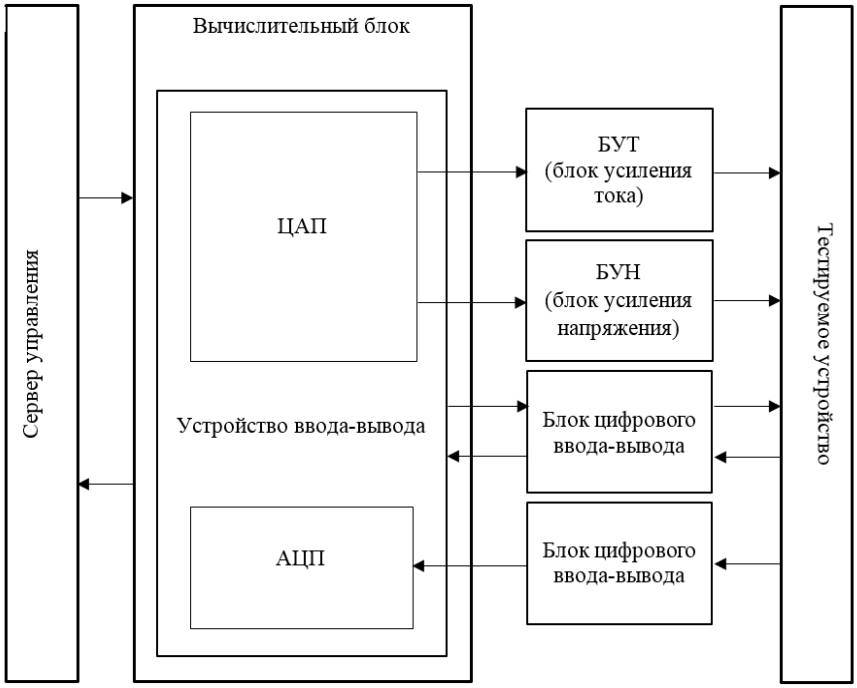


Рис. 2 Структурная схема работы комплекса

Обоснование необходимости использования цифрового диагностического комплекса

2.1 Испытание систем возбуждения на заводах изготовителях с помощью имитатора нагрузки (эквивалент обмотки возбуждения) не может дать объективных результатов в связи с отсутствием реальных обратных связей и нелинейностью дифференциальных зависимостей;

2.2 Испытания аварийных режимов невозможны с физическими имитаторами, ввиду высокой энергетики протекающих переходных процессов, связанных, в том числе, с возможным повреждением или разрушением силового оборудования

2.3 На данный момент самым распространенным является ручной метод тестового контроля регуляторов возбуждения. Рабочее место включает в себя ряд приборов и пульт управления.

Без применения автоматизированных систем контроля дальнейшее повышение эффективности невозможно по следующим причинам:

- требуется длительное время на подготовку рабочего места, проверку и настройку разнопланового измерительного оборудования;
- отсутствует возможность экстенсивного развития путем увеличения штата сотрудников, так как количество людей, одновременно работающих на одном рабочем месте, строго ограничено;
- по результатам испытаний протокол проверки для каждого изделия составляется вручную;
- на всех этапах испытаний возможны ошибки персонала, а также субъективная трактовка результатов испытаний.

2.4 Все турбогенераторы, гидрогенераторы, дизель-генераторы, синхронные компенсаторы и двигатели, изготавливаемые в настоящее время, оснащаются современными полупроводниковыми системами возбуждения. В этих системах используется принцип выпрямления трехфазного переменного тока повышенной или промышленной частоты возбудителей или напряжения возбуждаемой машины. Так же в эксплуатации до сих пор находятся электромашинные системы возбуждения, выпускавшиеся заводами более 30 лет назад.

Проверка устаревшего оборудования затруднительна в условиях эксплуатации электрической станции в связи с отсутствием возможности проведения аварийных испытания непосредственно на объекте управления. Следовательно, нет возможности объективно подтвердить, что данный вид устройств соответствует современным требованиям.

2.5 Необходимость изучения систем возбуждения вызвана во многом тем, что отклонение напряжения в ту или иную сторону от номинального значения ухудшает условия работы потребителей: снижается производительность механизмов и КПД установок, сокращается срок службы электрооборудования, появляется брак выпускаемой продукции и прочее.

3. Испытание имитатора системы возбуждения генератора

В качестве испытуемого объекта выбран имитатор системы возбуждения синхронных машин, основной задачей которого является поддержание напряжения на заданном уровне.

В качестве математической модели электроэнергетической системы используется модель генератор-трансформатор-линия-шины бесконечной мощности. На выводах генератора находится нагрузка, представляет из себя четыре асинхронных двигателя различной мощности.

На рис. 3 предоставлены некоторые переходные процессы при испытаниях ИСВ.

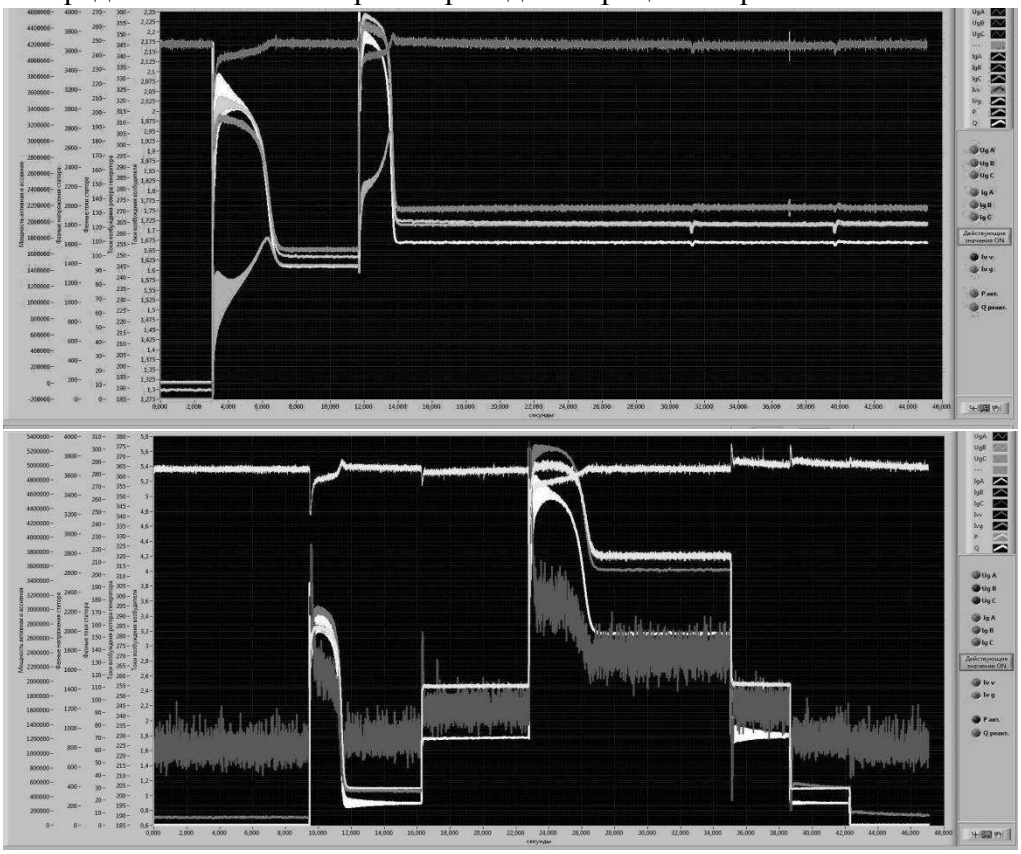


Рис.3Примеры осциллограмм переходных процессов испытаний имитатора системы возбуждения с использованием ЦДК

Перечень испытаний проверки регулятора включает:

- проверка возбуждения генератора и выход на номинальное значение напряжения;

- проверка синхронизации с сетью;

- сброс и наброс нагрузки;

- пуск и аварийный останов (с гашением поля) асинхронных двигателей различной мощности;

- проверка на поведение регулятора при коротких замыканиях разной степени тяжести;

- проверка регулятора при работе в ручном режиме.

ВЫВОДЫ

В ходе испытаний было выявлено ряд отклонений в ИСВ, которые указывают о необходимости доработки данного устройства.

Был сделан вывод, что использование цифровых диагностических комплексов имеет ряд преимуществ перед существующими средствами проверки:

- снижается стоимость испытаний, в сравнении с использованием физических моделей генератора-трансформатора-линии, при превосходящей универсальности;

- автоматизация испытаний значительно ускоряет процесс;

- снижается влияние человеческого фактора при проведении испытаний;

- снижаются требования к квалификации персонала.

В заключении следует отметить: данный вид установки имеет блочную структуру, что расширяет ее возможности при эксплуатации и позволяет быстро переориентировать ее на конкретно поставленную задачу. Это означает, что ЦДК может найти применение также в качестве учебного стенда, средства разработки и прототипирования новых видов защит и автоматики и др.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Михайлов Е.А. Методика построения комплекса автоматизированного контроля аналого-цифровоых модулей // Сборник научных трудов аспирантов, соискателей и студентов магистерской подготовки ОАО «Авангард». Выпуск 6. ОАО «Авангард». –СПб.: Аграф+, 2014. С

2. Ванин В.К., Попов М.Г., Попов С.О. Повышение эффективности дифференциальных защит энергетического оборудования // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2011. № 3. С. 50 – 55.

3. National Instruments Corporation. LabVIEW и CompactRIO: основы разработки приложений // National Instruments, 2008. – 305 с.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ НА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

Т.А.Бабиченко, П.С.Киреев
Южно-Российский государственный политехнический
университет(НПИ) имени М.И. Платова

Во второй половине XX века отечественная энергетика развивалась в условиях бурного роста промышленности, сельского хозяйства и значительного дефицита ресурсов. В связи с этим в распределительных сетях 6-110 кВ активно строились ответвительные и промежуточные подстанции, выполненные по упрощенным схемам первичных и вторичных соединений. Данные подстанции отличаются низкой стоимостью, а также меньшей надежностью по сравнению с подстанциями, выполненными по полным схемам. Отключение коротких замыканий (КЗ) на данных подстанциях происходит следующим образом: при

возникновении КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора ответветвительной подстанции, срабатывает релейная защита данного трансформатора, подавая сигнал на включение короткозамыкателя. Короткозамыкатель, включаясь, создает искусственное КЗ, на стороне высшего напряжения, которое выявляется основными защитами питающей линии электропередачи (ЛЭП). После отключения питающей ЛЭП, на подстанции отключается отделитель. Далее питающая линия вводится в работу действием АПВ. В условиях недостаточной надежности пары «отделитель-короткозамыкатель», а также высокого износа оборудования в отечественных энергосистемах, возрастает роль защит дальнего резервирования, установленных на питающих подстанциях и способных выявлять удаленные КЗ на стороне низшего напряжения ответвительных подстанций. По причине малого уровня аварийных составляющих токов в месте установки защит дальнего резервирования при возникновении КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов ответвительныхподстанций, традиционными защитами не всегда удается обеспечить функции дальнего резервирования[1,2].

Влияющими факторами, утяжеляющими выявление удаленных коротких замыканий защитами дальнего резервирования являются: наличие переходного сопротивления в месте повреждения, значительной доли двигательной нагрузки, существенного перетока транзитной мощности (для линий с двусторонним питанием).

Был произведен расчет токов протекающих через место установки защиты дальнего резервирования радиальной ЛЭП в режимах пуска и самозапуска электродвигателей. Схема расчетного участка сети представлена на рисунке 1.

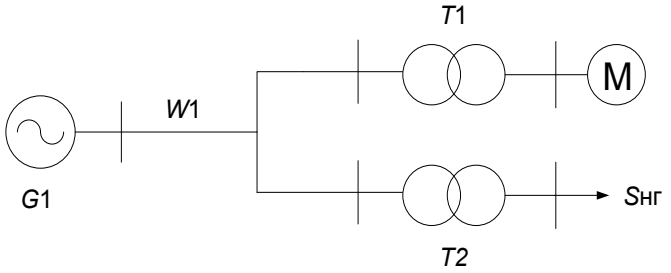


Рис. 1 Схема расчетного участка сети.

Данный участок сети состоит из: питающей системы G1, радиальной линии Wl, к которой подключены трансформаторы ответвительных подстанций *T*1 и *T*2. Электродвигатель *M* питается от шин низшего напряжения трансформатора *T*1. К шинам низшего напряжения трансформатора *T*2 подключена обобщенная нагрузкаSнг. Расчеты проводились для разных соотношений мощностей двигателя *M* и обобщенной нагрузки Sнг. Результаты расчетов представлены на рисунке 2.

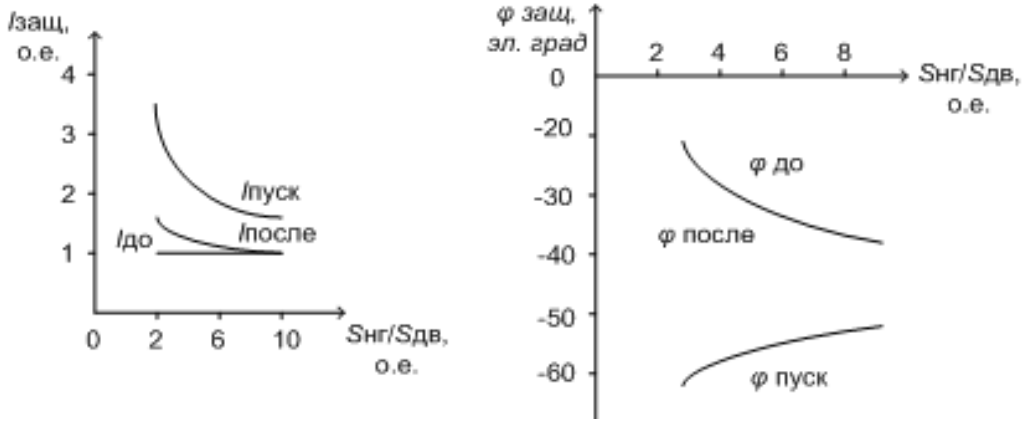


Рис.2 Зависимости модулей и фаз токов в месте установкизащиты в предпусковом, пусковом, послепусковомрежимах от соотношения мощностей динамической икомплексной ишрузок.

Из данных зависимостей следует, что с ростом доли двигательной нагрузки модули токов в месте установки защиты в режимах пусков(самозапусков) электродвигателей растут, а их аргументы приобретают все более индуктивный характер. Таким образом, рост доли

двигательной нагрузки может привести к существенному сближению векторов токов в месте установки защиты в режимах пуска (самозапуска) двигательной нагрузки и удаленного короткого замыкания.

В настоящее время существует ряд оригинальных технических решений проблемы дальнего резервирования: токовые направленные защиты с узкой угловой характеристикой, защиты контролирующие ортогональные составляющие тока, защиты контролирующие аварийные составляющие тока, защиты реализующие адаптивные алгоритмы и т.д. [1,3]. Рассмотрим влияние двигательной нагрузки на функционирование защит дальнего резервирования, контролирующих индуктивную составляющую тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей.

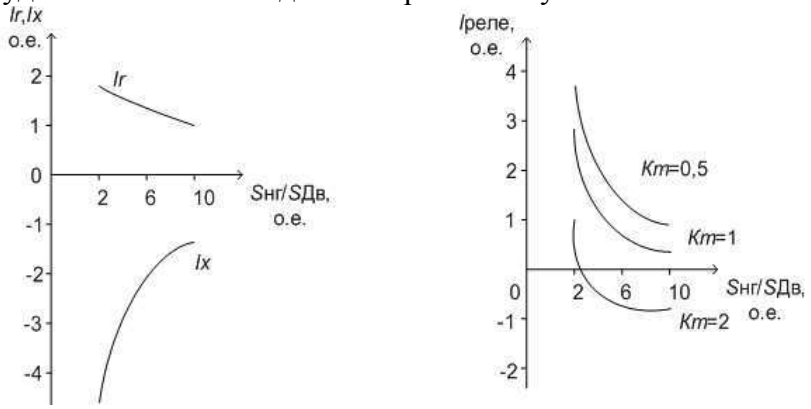
Работа данных защит основана на контроле тока, протекающего через орган контроля реактивных составляющих тока (ОРСТ). Величина данного тока формируется по закону:

$$\mathrm{I}_{реле} = -\mathrm{I}_{\mathrm{x}} - K_m \cdot \mathrm{I}_{\mathrm{г}} \qquad (1)$$

где I_{x} – реактивная составляющая тока; K_m – коэффициент торможения; $\mathrm{I}_{\mathrm{г}}$ – активная составляющая тока.

На рисунке 4,*а* приведены зависимости величины ортогональных составляющих тока в месте установки защиты дальнего резервирования в режимах пуска (самозапуска) электродвигателей от соотношения величин двигательной и комплексной нагрузок. На рисунке 4,*б* приведены зависимости тока протекающего через ОРСТ от соотношения в режимах пуска (самозапуска) электродвигателей от соотношения величин двигательной и комплексной нагрузок при различных коэффициентах торможения.

Из зависимостей рисунка 4 следует, что рост доли двигательной нагрузки влечет за собой рост тока через ОРСТ в режимах пуска (самозапуска) электродвигателей, что приводит к необходимости увеличения уставки по току рассматриваемой защиты по условиям ее отстройки от нормальных нагрузочных режимов. Увеличение значения уставки приводит к снижению чувствительности подобных защит к удаленным коротким замыканиям на стороне низшего напряжения трансформаторов ответвительных подстанций. Снизить уставку по току возможно путем увеличения коэффициента торможения. Рост коэффициента торможения приводит к снижению тока через ОРСТ не только в нормальных нагрузочных режимах но и в режимах удаленных КЗ, особенно при наличии переходного сопротивления в месте повреждения и значительной доли оставшейся в работе нагрузки. Поэтому выбор коэффициента торможения является сложной задачей, которая должна решаться исходя из оптимального соотношения токов через ОРСТ в режимах пуска (самозапуска) электродвигателей и удаленных КЗ в каждом конкретном случае.



а) б)

Рис. 4. Зависимости ортогональных составляющих тока прямой последовательности (а), и тока виртуального реле при разных коэффициентах торможения (б), в режимах пуска (замозаиуска) электродвигателей от соотношения величин двигательной и комплексной нагрузок.

ВЫВОД.

Полученные зависимости тока через ОРСТ в режимах пуска (самозапуска) электродвигателей при различных коэффициентах торможения могут быть использованы при выборе параметров срабатывания и оценки чувствительности защит дальнего резервирования.

СПИСОК ИСРОЛЬЗОВАНЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. М.: Энергоатомиздат, 2002. 312 с.

2. Рубинчик В.А. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1985. 120 с.

3. Кузник Ю.С. Возможности дальнейшего резервирования защит трансформаторов // Электрические станции. 1994. №10. С.49-53

Научный руководитель: В.И. Нагай, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электрические станции и электроэнергетические системы ЮРГПУ (НПИ).

ПРИМЕНЕНИЕ АППРОКСИМАЦИИ ПАДЕ ДЛЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ФИЛЬТРОВ В ВИДЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ДРОБЕЙ

О.В. Гуриков
ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»

Введение

В электроэнергетике функционирует множество устройств релейной защиты и автоматики. Практически все новые устройства в результате совершенствования материально-технической базы выполняются производителями на основе микропроцессорной техники. В таких устройствах измерители режимных параметров и алгоритмы управления реализуются в цифровом виде.

Реализация алгоритмов управления в цифровом виде имеет свои отличительные особенности. Входной аналоговый сигнал подвергается дискретизации по времени и квантованию по уровню. Результатом является последовательность отсчетов. Алгоритм управления описывается в разностных уравнениях и выполняется в режиме реального времени – при получении нового входного отсчета рассчитывает выходной отсчет до пришествия следующего.

Алгоритм управления принято представлять в виде структурной схемы в операторном виде. Реализация алгоритмов в цифровом виде требует перехода от операторных уравнений к разностным, что вызывает искажение частотных характеристик звеньев [1, 2]. Помимо этого часто применяются цифровые фильтры в разностных уравнениях, которые в операторном виде представляются чрезвычайно громоздко. Тогда как для исследования процессов в электроэнергетических системах необходимо иметь максимально простые и точные математические модели в операторном виде.

Для получения таких моделей необходимо применять методы аппроксимации. Например, одномерный метод аппроксимации переходной функции звена в дробно-рациональном виде по методу наименьших квадратов [3]. Но одномерные методы аппроксимации не дают зависимости от постоянной времени или других параметров звена. Для получения такой зависимости необходимо применение методов аппроксимации многомерной функции, что представляет собой сложную задачу и требует специфичных навыков. Однако, возможно применение одномерной аппроксимации Паде (Padé Approximant) [4], которая достаточно просто позволяет получить аппроксимацию известной и дифференцируемой функции в дробно-рациональном виде.

Постановка задачи

В ОАО «НТЦ ЕЭС» накоплен большой опыт испытаний микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) синхронных генераторов, а так же и верификации их моделей. В алгоритмах АРВ в основном применяются такие звенья, как суммирующий фильтр, апериодическое звено, пропорционально-дифференциальное звено со сглаживанием (lead-lag filter), дифференцирование. При этом звенья суммирующего фильтра и дифференцирования являются фильтрами с конечной импульсной характеристикой (КИХ-фильтры), а остальные выполняются на основе единственного интегратора с обратной связью и являются фильтрами с бесконечной импульсной характеристикой (БИХ-фильтры).

Для всех звеньев в их цифровой реализации существуют аппроксимации, принятые среди производителей. Так, для всех БИХ-фильтров представление остаётся таким, каким оно было до дискретизации. Представление же КИХ-фильтров у каждого из производителей АРВ происходит по-разному, и, как будет показано далее, погрешность этих аппроксимаций может быть достаточно высока.

Необходимо представить алгоритм получения аппроксимации Паде в общем виде, пригодном для реализации без применения систем компьютерной алгебры. И в качестве примера получить аппроксимацию Паде для одного из указанных звеньев. Для полученной аппроксимации оценить её погрешность.

Математические модели АРВ используются для анализа колебательной и динамической устойчивости в различных программно-вычислительных комплексах. В одних комплексах возможно использование звена чистого запаздывания, в других – нет. Аппроксимация Паде же может быть получена либо в дробно-рациональном виде, либо в дробно-рациональном с одним элементом чистого запаздывания. Во втором случае вид аппроксимации получается значительно проще.

Описание метода аппроксимации в общем виде

Аппроксимация Паде представляется в виде:

$$W(p) \approx W_{anL/M}(p) = \frac{B(p)}{C(p)} = \frac{b_0 + b_1 \cdot p + \ldots + b_L \cdot p^L}{c_0 + c_1 \cdot p + \ldots + c_M \cdot p^M}, \qquad (1)$$

где $W_{anL/M}(p)$ – аппроксимация Паде функции $W(p)$ при заданных степенях L и M.

Получение аппроксимации сводится к нахождению полиномов $B(p)$ и $C(p)$. Предлагается алгоритм нахождения полиномов в общем виде, основанный на простейшем методе из [4, с 17–18].

Вначале необходимо получить первые $L+M+1$ коэффициентов a полинома при разложении функции $W(p)$ в ряд Маклорена:

$$W(p) = a_0 + a_1 \cdot p + a_2 \cdot p^2 + \ldots, \qquad (2)$$

$$a_k = \frac{W^{(k)}(0)}{k!}, k \in [0, L+M+1], \qquad (3)$$

где $W^{(k)}(0)$ – значение частной производной по p степени k функции $W(p)$ в нулевой точке.

Затем находятся матрица $\mathbf{A}$ размерности $(M+1) \times M$, а так же вектора $\mathbf{B}(p)$ и $\mathbf{C}(p)$ длины $(M+1)$ такие, что:

$$\mathbf{A}_{i,j} = \begin{cases} a_{L-M+1+i+j}, \text{если} (L-M+1+i+j) \geq 0, \\ 0, \text{если} (L-M+1+i+j) < 0, \end{cases} \qquad (4)$$

$$\mathbf{B}_i(p)=\begin{cases}\sum\limits_{m=0}^{L-M+i} a_m\cdot p^{M+m-i}, \text{если } (L-M+i)\ge 0,\\ 0, \text{если } (L-M+i)<0,\end{cases} \quad (5)$$

$$\mathbf{C}_i(p)=p^{M-i}, \quad (6)$$

$$i\in[0,M],\ j\in[0,M-1].$$

Определители составных матриц из $\mathbf{A}$ и $\mathbf{B}(p)$, из $\mathbf{A}$ и $\mathbf{C}(p)$ являются искомыми полиномами $B(p)$ и $C(p)$ соответственно:

$$B(p)=\left|\left(\mathbf{A}\,|\,\mathbf{B}(p)\right)\right|, \quad (7)$$

$$C(p)=\left|\left(\mathbf{A}\,|\,\mathbf{C}(p)\right)\right|. \quad (8)$$

Таким образом, по формулам (3)–(8) для $W(p)$ при заданных коэффициентах L и M находится аппроксимация $W_{an}(p)$. Данным способом получается аппроксимация $W_{an}(p)$, как зависимость от коэффициентов и постоянных времени, входящих в $W(p)$.

Коэффициенты L и M выбираются исходя из требуемой точности аппроксимации. Чтобы аппроксимацию Паде возможно было практически использовать, необходимо для каждого из звеньев найти коэффициенты a_k, как зависимость от k и параметров звена.

Применение аппроксимации

В качестве примера возьмём звено дифференцирования, которое является КИХ-фильтром. В микропроцессорных устройствах для расчета производной используется формула дифференцирования с наилучшим среднеквадратичным приближением к результатам измерений:

$$y_i=\frac{12}{h\cdot N\cdot(N^2-1)}\cdot\sum_{n=0}^{N-1}\left(\frac{N-1}{2}-n\right)\cdot x_{i-n}, \quad (9)$$

где y и x – выход и вход звена, i – номер отсчета,

h – период дискретизации, N – количество точек.

Эквивалентная постоянная времени T производной:

$$T=h\cdot\frac{N-1}{2}. \quad (10)$$

Необходимо перейти от уравнений в конечно-разностном виде к операторному [5, с 216–219, 224]:

$$W(p)=\frac{12}{h\cdot N\cdot(N^2-1)}\cdot\sum_{n=0}^{N-1}\left(\frac{N-1}{2}-n\right)\cdot e^{-h\cdot n\cdot p}. \quad (11)$$

Коэффициенты разложения получаются по формуле (3):

$$a_k=\frac{12}{h\cdot N\cdot\left(N^2-1\right)}\cdot\sum_{n=0}^{N-1}\left(\frac{N-1}{2}-n\right)\cdot\frac{(-h\cdot n)^k}{k!}. \quad (12)$$

Аппроксимация Паде по формуле (12) получается относительно громоздкая. Её вид можно значительно упростить, сделав допущения о том, что количество точек N значительно и $T>>h$. Тогда сумма в этом выражении становится интегралом, который в общем виде может быть найден. В результате формула (12) с учётом подстановки (10) упростится до вида:

$$a_k \approx \frac{6 \cdot (-2 \cdot T)^{k-1} \cdot k}{(k+2)!}. \qquad (13)$$

Таким образом по формулам (1), (4)–(8), (13) найдем аппроксимацию Паде степени $L = 2,\ M = 3$:

$$W_{an2/3}(p) = \frac{15 \cdot p \cdot (T \cdot p + 35)}{41 \cdot (T \cdot p)^3 + 225 \cdot (T \cdot p)^2 + 540 \cdot T \cdot p + 525}. \qquad (14)$$

Возможно получить аппроксимацию более простого вида, если допустимо использование одного элемента чистого запаздывания:

$$W_{an1/2}(p) = \frac{p \cdot e^{-p \cdot 0.2 \cdot T}}{0.22 \cdot (T \cdot p)^2 + 0.8 \cdot T \cdot p + 1}. \qquad (15)$$

Оценка погрешности

Относительную погрешность аппроксимации предлагается оценивать в комплексном виде по интегральному критерию, который позволяет учитывать погрешность по амплитуде и по фазе совместно, в диапазоне частот от f_{min} до f_{max}:

$$\delta_{an} = \frac{\int_{f_{min}}^{f_{max}} |W(j2\pi f) - W_{an}(j2\pi f)| df}{\int_{f_{min}}^{f_{max}} |W(j2\pi f)| df} \cdot 100\%. \qquad (8)$$

В настоящее время принято строить модели систем возбуждения и АРВ с «достоверностью» в диапазоне частот от 0 до 3 Гц [6]. Опыт же показывает, что в определенных случаях возможно возникновение незатухающих колебаний в электромагнитных контурах генератора с частотой до 8–12 Гц, причиной которых является неудачное сочетание настроечных параметров АРВ. Это вызывает потребность строить более точные модели систем возбуждения и АРВ в области высоких частот при анализе колебательной устойчивости энергосистем. В связи с такой потребностью, для оценки качества модели предлагается брать границу f_{min} равной 0 Гц, а границу f_{max} равной до 10 Гц.

Точность аппроксимации зависит как от постоянной времени звена, так и от периода дискретизации. Таким образом, аппроксимация может быть пригодна только в определённом диапазоне этих параметров. Возьмем в качестве примера регулятор АРВ-3М производства ОАО «Электросила». В АРВ-3М для звена производной период дискретизации $h \approx 0.005$ с, а постоянная времени T может варьироваться от 0.02 с до 0.06 с. В таблице 1 приведены оценки погрешностей при разных видах аппроксимации производной, в том числе и принятых среди различных производителей, а на рисунке 1 приведены их амплитудно-частотные характеристики (АЧХ).

Рис. 1. АЧХ звена производной и её аппроксимаций при T=0.06с

Таблица 1. Оценка погрешности аппроксимаций

Аппроксимация	δ_{an}, %, до 3 Гц / до 5 Гц / до 10 Гц	
	T=0.02с	T=0.06с
$W_{an1/2}(p)$	0.16 / 0.40 / 1.15	0.17 / 2.22 / 26.45
$W_{an2/3}(p)$	0.16 / 0.45 / 1.7	0.44 / 0.63 / 13.67
$p/(1+T\cdot p)$	2.56 / 6.64 / 21.2	18.61 / 39.13 / 92.67
$p\cdot e^{-p\cdot T}$	0.88 / 2.46 / 10.22	7.17 / 21.27 / 117.31

Выводы

Предложен алгоритм нахождения аппроксимации Паде в общем виде, который позволяет получить аппроксимацию цифровых фильтров в дробно-рациональном операторном виде, как зависимость от их параметров. Порядок аппроксимации выбирается исходя из требуемой точности в заданном диапазоне изменения параметров фильтра.

Показано, что аппроксимации звена производной, применяемые среди производителей, имеют относительную погрешность до 18% в диапазоне от 0 до 3 Гц и до 100% в диапазоне от 0 до 10 Гц. Из этого следует, что грубая аппроксимация звена производной может привести к количественно некорректным результатам анализа колебательной устойчивости на частотах ниже 3 Гц и качественно некорректным результатам – на частотах свыше 3 Гц.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бочаров М.Г., Панько М.А. Анализ соответствия реальных и теоретических характеристик микропроцессорных ПИД-регуляторов // Теплоэнергетика. 2009. № 10. с. 62–67.

2. Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Жуков А.В., Сацук Е.И., Расщепляев А.И. Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения: получение и верификация моделей микропроцессорных АРВ // Энергетик. 2014. №1. с. 50–54.

3. Moret J.-M. Fitting of Transfer Functions to Frequency Response Measurements. “Centre de Recherche en Physique des Plasma (CRPP)” Laboratory Report. LRP 498/94. 1994. p. 17.

4. Бейкер Дж. мл., Грейвс-Моррис П. Аппроксимации Паде. Пер. с англ. М.: Мир, 1986. 502 с.

5. Ким Д.П. теория автоматического управления. Т.1. Линейные системы. М.: Физматлит, 2003. 228 с.

6. IEEE Std 421.5. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.

АДАПТИВНЫЙ АЛГОРИТМ ЛОКАЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НА ПРИМЕРЕ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ СТАНЦИИ РЕФТИНСКОЙ ГРЭС

А.А. Коскова[1,2], Ю.В. Масайлов[2], П.А. Парамонов[2], А.А. Суворов[1]

[1]Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Уральский энергетический институт, Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

[2]Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала

Организация автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами энергосистем является одной из важнейших составляющих обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией. В иерархической системе противоаварийного управления ЕЭС России важное место занимает локальная противоаварийная автоматика (ПА), которая формирует и реализует противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.

В частности, для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, узлов двигательной нагрузки, контролируемых сечений, энергорайонов и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования применяется автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ, ЛАПНУ) [1].

В качестве характерного примера локальной ПА рассмотрим особенности работы Автоматики разгрузки станции Рефтинской ГРЭС (АРС РФГРЭС).

Основная схема 500-220 кВ РФГРЭС (см. рис. 1) состоит из пяти воздушных линий (ВЛ) 500 кВ; шестнадцати высоковольтных выключателей 500 кВ; двух автотрансформаторных групп (АТГ) 500/220 кВ с блоками №3 №4 мощностью 300 МВт, подключенными к обмоткам низшего напряжения АТГ; двух систем шин (СШ) 500 кВ; блоков №5, №6 мощностью по 300 МВт с собственными генераторными выключателями; блоков №№ 7-10, каждый из которых коммутируются двумя смежными выключателями 500 кВ и имеет мощность 500 МВт.

АРС имеет два контролируемых сечения (КС): КС-1 и КС-2 (см. рис. 1). КС-1 включает в себя две ВЛ 500 кВ РФГРЭС-Тюмень 1 и 2 цепь с положительным направлением перетока активной мощности к РФГРЭС. КС-2 состоит из трех ВЛ 500 кВ РФГРЭС-Южная, РФГРЭС-Тагил, РФГРЭС-Козырево и двух АТГ 500/220 кВ с положительным направлением мощности от РФГРЭС.

Условиями запуска автоматики (пусковыми органами) АРС РФГРЭС являются отключения всех элементов ОРУ 500 кВ кроме отключения отдельных выключателей. В качестве управляющих воздействий (УВ) используются отключения блоков и импульсная разгрузка блоков Сургутской ГРЭС-2 (СГРЭС-2), которые получают сигналы на разгрузку по каналам устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) от АРС РФГРЭС [2].

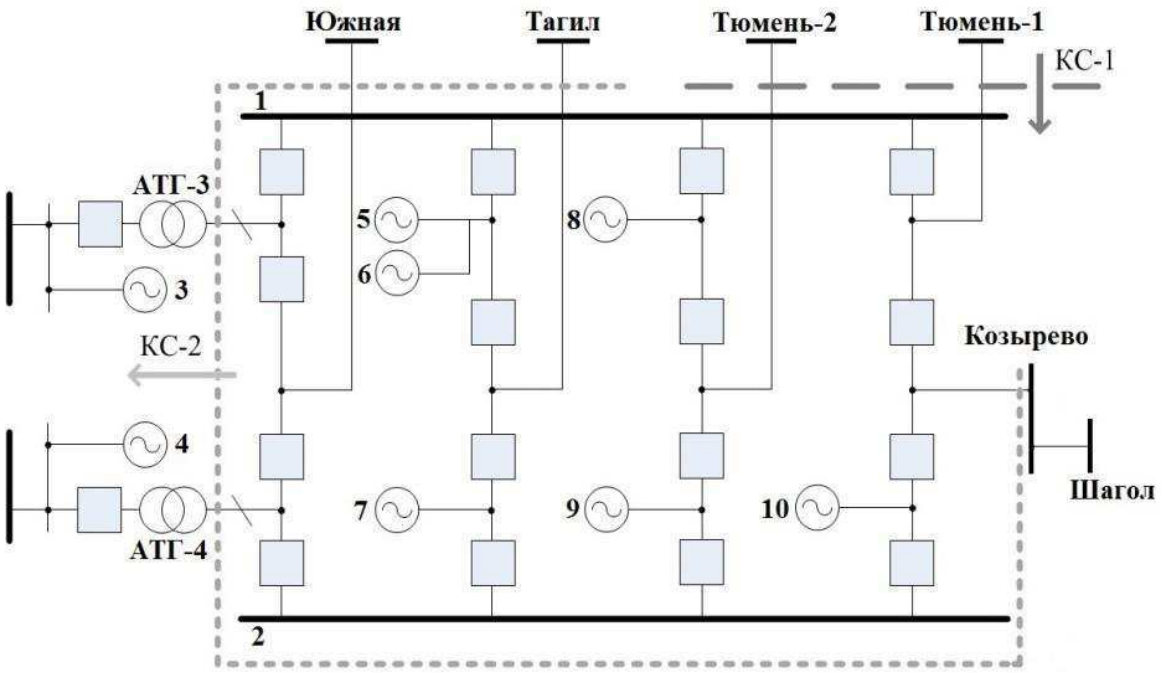


Рис. 1. Основная схема РФГРЭС

Максимально допустимый переток (МДП) в КС зависит от вида аварийного возмущения, состояния отдельных элементов основной схемы, состояния УПАСК, возможности передачи сигнала на управление турбиной СГРЭС-2, состояния и генерации блоков, а также возможности их отключения. Если отключение блока в послеаварийном режиме приводит к отключению ВЛ 500 кВ, то этот блок не должен применяться как УВ [1].

Противоаварийное управление осуществляется через таблицу управляющих воздействий (ТУВ), представляющую набор защищаемых схем, каждая из которых характеризуется отключенным состоянием определенного количества элементов сети. Каждой защищаемой схеме соответствует набор пусковых органов (ПОр). Каждому ПОр соответствует КС и настроечная характеристика, которая представляет собой зависимость перетока мощности по рассматриваемому КС от необходимого объема УВ.

УВ выбираются из прилагаемого массива УВ, состоящего из номеров отключаемых блоков РФГРЭС, величин разгрузки турбин СГРЭС-2 и их коэффициентов эффективности, выстроенных в порядке привлечения в качестве УВ. АРС РФГРЭС также осуществляет пуск сигналов УПАСК в централизованную систему противоаварийной автоматики (ЦСПА) ОЭС Урала и в ЦСПА Тюменской энергосистемы в случаях отключений ВЛ 500 кВ, являющихся ПОр этих ЦСПА.

Важно отметить, что существующий технологический алгоритм АРС РФГРЭС имеет ряд существенных недостатков:

1) неадаптивность ко всему спектру схемных ситуаций. В настоящее время АРС защищает около 200 различных схем, для обеспечения возможности проведения ремонтов двух элементов сети, при различных состояниях АТГ 500/220 кВ требуется применение более 450 схем;

2) необходимость «глубокой» разгрузки станций при появлении нерасчетной схемы;

3) трудности в использовании справочного материала при разрешении заявок и при ведении режима;

4) большая вероятность внесения ошибок при составлении ТУВ;

5) непредставление информации дежурному персоналу о необходимости снижении величины МДП в КС при недостаточности величины УВ.

С целью повышения эффективности работы АРС РФГРЭС в ОДУ Урала был разработан адаптивный алгоритм, основу которого составляет топологический анализ послеаварийной схемы, который работоспособен во всех послеаварийных схемах кроме

случаев с раздельной работой каждой СШ 500 кВ на одну из ВЛ 500 кВ РФГРЭС-Тюмень. Для этого случая разработан дополнительный технологический алгоритм. Основные понятия адаптивного алгоритма:

1. Расчетная схема – схема замещения элементов ОРУ 500 кВ и примыкающих узлов сети 500 и 220 кВ;

2. Опорный узел (ОУ) – узел, относительно которого определяется связность схемы;

3. Синхронная часть (с/ч) – часть расчетной схемы, все узлы которой связаны с ОУ хотя бы по одной цепочке ветви-узлы;

4. Несинхронная часть (н/ч) – часть расчетной схемы, все узлы которой связаны между собой и не связаны с ОУ;

5. Состав КС в нормальном и послеаварийном режимах.

Несинхронные части можно разделить на четыре группы:

1) одна или несколько ветвей с генераторами на конце («тупик»);
2) одна или несколько ветвей без генераторов;
3) АТГ и блок на выводах обмотки низшего напряжения;
4) один или несколько включенных блоков.

Несинхронные части типов 2-4 не анализируются на устойчивость послеаварийного режима. Кроме того, УВ выбираются таким образом, чтобы в появляющейся новой н/ч при отключении блока не было включенных элементов сети (ВЛ, АТГ, блок).

Выбор УВ производится циклически с формированием таблицы УВ, состоящей из ПОр и выбранных УВ.

На рис. 2 представлена краткая блок-схема, которая описывает суть адаптивного алгоритма. Описание функций и задач каждого блока приведено ниже.

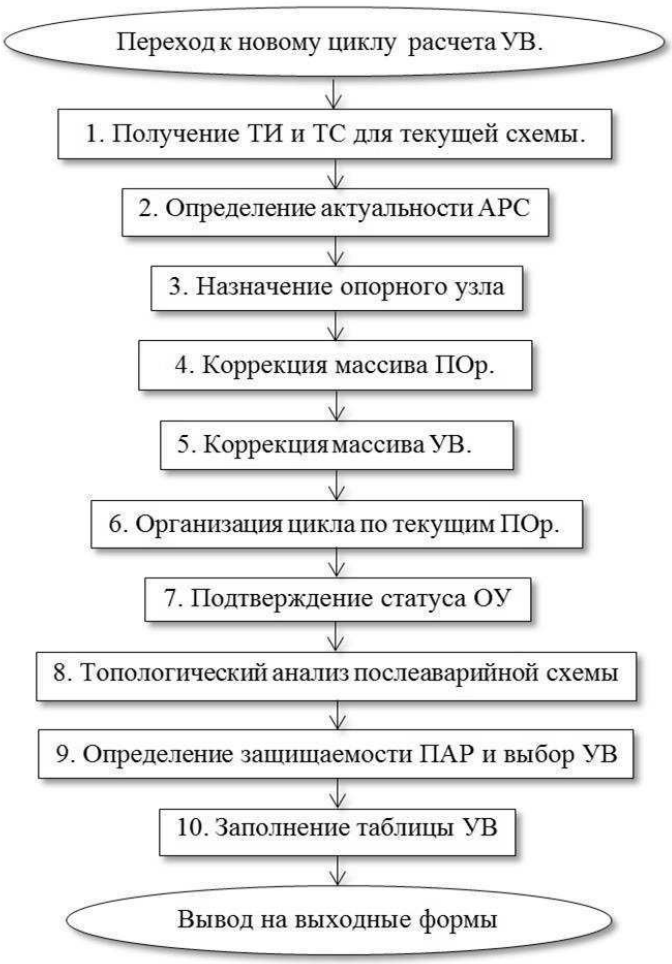


Рис. 2. Блок-схема адаптивного алгоритма

1. Циклический расчет начинается считыванием телеметрии и коррекции состояния расчетной схемы.

2. Блок представляет собой набор условий для определения актуальности АРС. Исходя из этих условий АРС не актуально в трех случаях:

• отключены обе системы шин РУ 500 кВ;

• включен только один элемент из массива КС-1;

• разомкнуты все перемычки (СШ работают раздельно).

Если все условия выполняются, то АРС неработоспособна. Цикл замыкается на первый блок «Получение ТИ и ТС для текущей схемы».

3. На следующем этапе происходит назначение опорного узла (ОУ) расчетной схемы таким образом, что 1 СШ – ОУ, 2 СШ – резервный ОУ. При ремонте 1 СШ опорным узлом назначается 2 СШ. При разделении станции на две части (в случае РФГРЭС каждая СШ работает одну из цепей связи РФГРЭС – Тюмень) происходит переход на дополнительную часть алгоритма, при этом каждая СШ рассматривается как ОУ.

4. Коррекция массива ПОр представляет собой исключение таких, которые не приводят к появлению новых несинхронных частей.

5. Коррекция массива УВ включает в себя исключение тех блоков, которые находятся в ремонте, и тех, для которых «потерян» высокочастотный (ВЧ) канал связи. Также производится исключение блоков, которые по техническим причинам нельзя использовать как УВ.

6. Происходит выбор необходимого объема УВ для текущей схемы.

7. Далее производится подтверждение статуса ОУ, что необходимо в случае переопределения ОУ, когда происходит отключение 1 СШ при обработке текущего ПОр.

8. Создаются два массива: УВ1 – предварительно отключенные блоки для анализа статической устойчивости КС, УВ2 – блоки, отключенные действием АРС, и производится запись в них следующих данных:

• определение несинхронных частей, состоящих только из включенных блоков, фиксация номеров и величины генерации отключившихся блоков;

• выявление актуальности контролируемых сечений (КС);

• фиксация номеров и величины генерации блоков, которые могут быть использованы для защиты КС;

• фиксация номеров и величины генерации принудительно отключаемых блоков.

9. Для актуальных КС и «тупиков» определяется необходимость выбора дополнительных УВ с учетом информации из промежуточных массивов УВ1 и УВ2. Определение защищаемого диапазона для КС и при необходимости коррекция МДП.

10. Таблица представляет собой совокупную информацию относительно актуального состояния элементов схемы, а также выбранного на основе текущих ПОр объема УВ.

Предложенный алгоритм обладает рядом преимуществ по сравнению с существующим технологическим алгоритмом АРС РФГРЭС, а именно:

• предполагает меньшие затраты ресурсов ЭВМ;

• имеет большую эксплуатационную наглядность;

• не приводит к излишнему отключению элементов сети в результате выбора необходимого объема УВ;

• требует меньшее количество исходной информации.

Внедрение рассмотренного алгоритма потребует создания расчетной схемы замещения в виде графа сети, состоящего из пронумерованных узлов и ветвей, а также расширения базы данных АРС, которую необходимо будет дополнить следующей информацией:

• условиями принудительного отключения блоков;

• условиями актуальности КС;

• привязкой блоков к узлам расчетной схемы;

• условиями приоритетности обработки КС.

Данный алгоритм тестировался только для одной станции. В дальнейшем этот алгоритм планируется проверить на других схемах, и в случае успешной проверки разработать программное обеспечение для ПА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Стандарт СТО 59012820.29.240.001-2011 Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. // Утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102

2. Стандарт СТО 59012820.29.240.007-2008 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. // Введен в действие распоряжением ОАО «СО ЕЭС » от 24.09.2008 №114р

Научный руководитель: А.А. Суворов, к.т.н., доцент кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ЗАДАЧЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В СЕТЯХ 110-220 кВ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ[5]

Е.А. Панова, К.С. Савельева, Н.Т. Патшин

ФГБОУ ВПО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

Одними из наиболее распространенных видов аварий в сетях напряжением 110-220 кВ систем промышленного электроснабжения являются однофазные короткие замыкания (КЗ), которые составляют около 60% всех аварийных ситуаций. Правильное определение места повреждения и его скорейшее устранение во многом обеспечивает надежность работы системы электроснабжения.

Дистанционное определение места повреждения в промышленных системах электроснабжения осложнено тем, что программные продукты, успешно используемые в этих целях в сетях энергосистем, не дают достаточной точности и могут определить в лучшем случае в какой половине линии произошло КЗ. Объясняется это тем, что сети энергосистем характеризуются преобладанием сложнозамкнутых участков, в то время как в системах промышленного электроснабжения число разомкнутых участком преобладает над замкнутыми в сетях любого класса напряжения, что приводит к отсутствию сходимости результатов расчета параметров режима, либо дает значительную погрешность. Таким образом, хотя в системах электроснабжения промышленных предприятий протяженность линий напряжением 110-220 кВ составляет от 0,1 до 30 км, поиск места повреждения выездной бригадой может занять длительное время, особенно при неблагоприятных погодных условиях и необходимости верховых осмотров. Ситуация осложняется переходом с фарфоровых и стеклянных изоляторов воздушных линий электропередачи (ЛЭП) на полимерные, обладающие лучшими эксплуатационными характеристиками, но не дающими возможность зафиксировать факт пробоя.

В условиях таких объектов, как предприятия черной металлургии, длительные простои цехов или отдельных технологических линий при поиске места повреждения могут привести к значительному экономическому ущербу, обусловленному недоотпуском готовой

[5] Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант № НК 14-07-00200\14

продукции и нарушением технологического процесса.

Из отмеченного выше можно сделать вывод, что точное дистанционное определение места повреждения в системах промышленного электроснабжения может быть обеспечено только при установке регистраторов аварийных процессов по обоим концам линий, что сопровождается дополнительными затратами.

Более эффективным решением является разработка и внедрение на таких объектах оригинального программного обеспечения, позволяющего задавать воздушные и кабельные линии электропередачи в расчет их уточненной схемой замещения, учитывающей не только марку проводов и длину линии, но и конфигурацию опоры, количество цепей, наличие грозозащитных тросов.

Кроме того, для систем промышленного электроснабжения характерна высокая концентрация нагрузок на сравнительно небольших площадях, что приводит к высокой загрузке ЛЭП. Ввиду этого, в сети напряжением 110 кВ большинство линий выполнено проводом марки АС-300, удельные электрические параметры которого в справочной литературе определены для среднегеометрического расстояния между фазами 8 м, что соответствует сетям напряжением 220 кВ, тогда как фактическое среднегеометрическое расстояние оказывается равным около 2,5-6 м. Такое различие вносит значительную погрешность в результаты расчета параметров режима. Также следует отметить, что в расчетах несимметричных режимов работы систем промышленного электроснабжения при составлении схемы замещения нулевой последовательности принято учитывать влияние грозозащитного троса путем деления индуктивного сопротивления прямой последовательности на коэффициент, зависящий от количества цепей и наличия грозозащитных тросов линии, при этом количество грозозащитных тросов не учитывается.

Основным документом, регламентирующим методику определения параметров уточненной схемы замещения линий электропередачи являются [1], однако в данном документе рассмотрены только характерные для сетей энергосистем конфигурации опор воздушных ЛЭП и отсутствуют расчетные выражения для определения удельных электрических параметров воздушной ЛЭП на двухцепной опоре с одним грозозащитным тросом, которые нашли наиболее широкое применение в промышленных системах электроснабжения.

Для расчетов параметров режима однофазного КЗ предлагается использовать метод симметричных составляющих, в сочетании с методом последовательного эквивалентирования [2], который подразумевает представление всех элементов Т-образной схемой замещения.

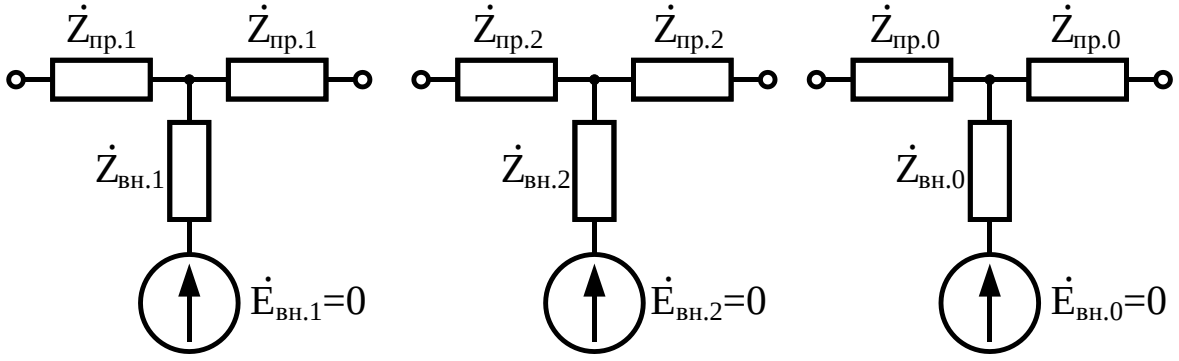


Рис. 1. Общий вид схемы замещения ЛЭП прямой, обратной и нулевой последовательности

В схемах замещения, представленных на рисунке 1, в сопротивлениях продольной ветви учтены собственные и взаимные индуктивные сопротивления проводов ЛЭП, а в поперечной ветви – собственные емкости. Для двухцепных ЛЭП в продольной ветви учтены также взаимные емкости цепей. Собственные и взаимные емкости были определены на основании метода зеркальных изображений [3].

Сопротивления прямой и обратной последовательностей определяются аналогично для каждого вида ЛЭП.

Сопротивление прямой последовательности:

$$\dot{Z}_{пр.1} = \dot{Z}_{пр.2} = 0{,}5\left(r_{п} + j0{,}145 \cdot \lg \frac{Д_{ср}}{\rho_{эп}} \right), \qquad (1)$$

где $r_{п}$ – активное сопротивление провода, $Д_{ср}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами фаз *A*, *B* и *C*, $\rho_{эп}$ – эквивалентный радиус провода с учетом поверхностного эффекта (89% от действительного радиуса провода $\rho_{П}$).

Емкость прямой и обратной последовательности:

$$C_1 = C_2 = \frac{0{,}0241 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{Д_{ср} S_L}{\rho_{п} S_M}}, \qquad (2)$$

где S_L – среднее геометрическое расстояние от проводников фаз *A*, *B* и *C* до их зеркальных отображений, S_M – произведение расстояний между фазой *A* и зеркальным отображением фазы *B*, между фазой *A* и зеркальным отображением фазы *C*, между фазой *B* и зеркальным отображением фазы *C*.

В таблице 1 приведены расчетные выражения, более подробно рассмотренные в [4], для определения удельных электрических параметров воздушных ЛЭП некоторых конфигураций. При выводе выражений для определения продольного сопротивления двухцепной ЛЭП с одним грозотросом были учтены как собственные сопротивления цепей с учетом влияния на них взаимоиндукции между цепями и тросом, так и взаимные емкости цепей ЛЭП.

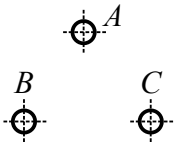
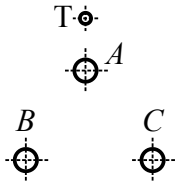
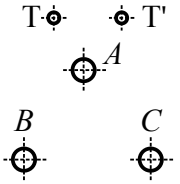
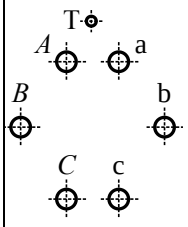
Разработанные математические модели воздушных ЛЭП реализованы в программном комплексе КАТРАН (комплекс автоматизированного режимного анализа), разработанном на кафедре электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова.

Для оценки полученных математических моделей с использование ПК КАТРАН была выполнена серия расчетов токов однофазного КЗ в условиях системы электроснабжения ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат». Однофазное КЗ было смоделировано на линии напряжением 110 кВ ТЭЦ – ПС №81 выполненной на опорах ПБ-110-8 и У110-2-5. По данным персонала центральной электротехнической лаборатории на данной линии произошло отключение, вызванное действием релейной защиты на однофазное КЗ. Фактический ток КЗ составил 13 кА. По данным дистанционного ОМП повреждение произошло во второй половине линии, т.е. со стороны ПС №81. По результатам осмотра линии ремонтной бригадой повреждение было обнаружено и ликвидировано на последней опоре. Результаты дистанционного ОМП для данной линии, выполненные с использованием ПК КАТРАН, приведены на рисунке 2. Расчеты выполнены как с использованием разработанной уточненной схемы замещения ЛЭП, так и упрощенной.

Из рисунка 2 видно, что по результатам расчета токов однофазного КЗ с использованием уточненной схемы замещения ЛЭП ток величиной 13,02 кА получился при замыкании на предпоследней 20-й опоре.

Таким образом, погрешность расчета составила не более 1%, т.е. разработанный программный комплекс и математические модели воздушных ЛЭП позволяют дистанционно определять место возникновения однофазного КЗ в системах промышленного электроснабжения с точностью до одной опоры, в отличие от используемых на сегодняшний день на таких объектах программных продуктов, погрешность расчета которых составляет 25-50%.

Таблица 1. Схемы замещения нулевой последовательности

Вид опоры	Продольное сопротивление, Ом/км	Поперечная емкость, Ф/км
	$\dot{Z}_{пр.0} = 0{,}5\left(r_п + 0{,}15 + j0{,}145 \cdot \lg\frac{Д_з}{\rho_{эп}}\right)$, где эквивалентная глубина расположения обратного провода $Д_з = 66{,}4/\sqrt{f \cdot \lambda}$.	$C_0 = \frac{0{,}0241 \cdot 10^{-6}}{\lg\frac{S_L}{\rho_п}\left(\frac{S_M}{Д_{ср}}\right)^2}$
	$\dot{Z}_{пр.0} = 0{,}5\left(\dot{Z}_0 - \dot{Z}^2_{0п.т}/\dot{Z}_{0т}\right)$, $\dot{Z}_0 = r_п + 0{,}15 + j0{,}145 \cdot \lg\frac{Д_з}{\rho_{эп}}$; $\dot{Z}_{0т} = 3r_т + 0{,}15 + j0{,}435 \cdot \lg\frac{Д_з}{\rho_{эт}}$ $\dot{Z}_{0п.т} = 0{,}15 + j0{,}435 \cdot \lg\frac{Д_з}{\sqrt{Д_{АТ} Д_{ВТ} Д_{СТ}}}$	$C_0 = \frac{0{,}803 \cdot 10^{-8}}{\lg\frac{S_{ср}}{\sqrt[3]{\rho_п Д^2_{ср}}} - \frac{\left(\lg\frac{S_{пт}}{Д_{пт}}\right)^2}{\lg\frac{S_{тт}}{\rho_т}}}$
	$\dot{Z}_{пр.0} = 0{,}5\left(\dot{Z}_0 - \dot{Z}^2_{0п.тэ}/\dot{Z}_{0т\,э}\right)$, $\dot{Z}_0 = r_п + 0{,}15 + j0{,}145 \cdot \lg\frac{Д_з}{\rho_{эп}}$; $\dot{Z}_{0т\,э} = 1{,}5r_т + 0{,}15 + j0{,}435 \cdot \lg\frac{Д_з}{\sqrt{\rho_{эт} Д_т}}$; $\dot{Z}_{0п.т} = 0{,}15 + j0{,}435 \cdot \lg\frac{Д_з}{Д_{пт.э}}$;	$C_0 = \frac{1}{\alpha_с - 2\alpha_{вз} - \Delta\alpha_{п-тт'}}$, где $\alpha_С$ – собственный потенциальный коэффициент; $\alpha_{ВЗ}$ – взаимный потенциальный коэффициент; $\Delta\alpha_{П\text{-}ТТ'}$ – потенциальный коэффициент «провод – эквивалентный трос».
	$\dot{Z}_{пр.0} = 2\frac{\dot{Z}^{(т)}_{0I}\dot{Z}_{С0II}}{\dot{Z}^{(т)}_{0I} + \dot{Z}_{С0II}}$, собственное сопротивление цепи: $\dot{Z}^{(т)}_{0I} = \dot{Z}^{(т)}_{0II} - \frac{\dot{Z}_{0Iт}}{\dot{Z}_{0т}}$; продольное емкостное сопротивление: $\dot{Z}_{С0II} = 1/\left(2\pi f C^{(т)}_{0II}\right)$, $C^{(т)}_{0II} = \frac{\alpha^{(т)}_{II\,II}}{\alpha^{(т)}_{I\,I}\alpha^{(т)}_{II\,II} - \left(\alpha^{(т)}_{I\,II}\right)^2}$.	$C^{(т)}_{0II} = \frac{\alpha^{(т)}_{I\,II}}{\alpha^{(т)}_{I\,I}\alpha^{(т)}_{II\,II} - \left(\alpha^{(т)}_{I\,II}\right)^2}$

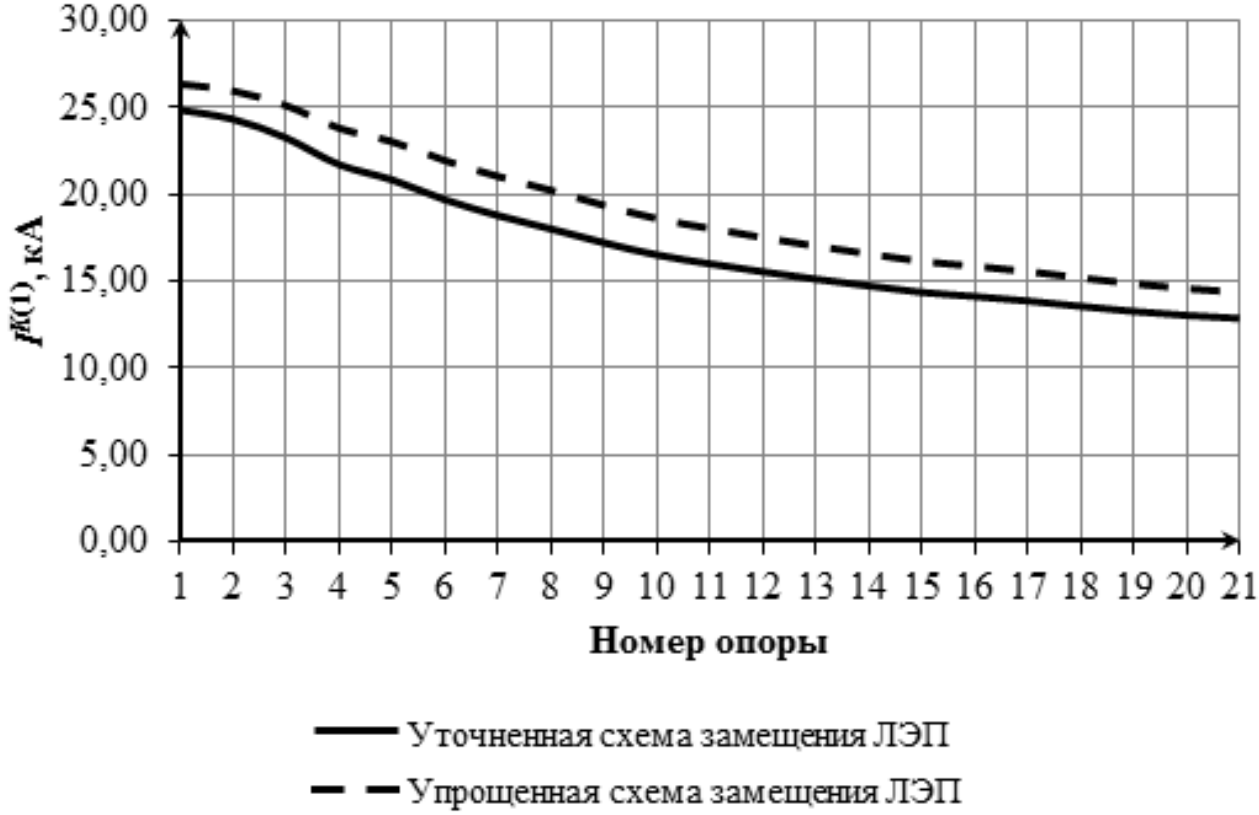


Рис. 2. Результаты расчета токов $K^{(1)}$ на ЛЭП ТЭЦ-ПС №81

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчет токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. М.: Энергия, 1979. 152 с.

2. Малафеев А.В., Буланова О.В., Панова Е.А., Григорьева М.В. Анализ режимов несимметричных коротких замыканий в сложных системах электроснабжения с собственными электростанциями // Промышленная энергетика. 2010. №3. С.26-31.

3. Марголин Н.Ф. Токи в земле. М.: Государственное энергетическое издательство, 1947. 195 с.

4. Панова Е.А., Савельева К.С. Определение удельных электрических параметров воздушных линий электропередачи // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. №10. С.16-22.

Научный руководитель: Е.А. Панова, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВПО «МГТУ»

РАЗРАБОТКА ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ АДАПТИВНОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ

А.В. Андриенко
Томский политехнический университет ЭНИН, каф. ЭЭС

В настоящее время все большее внимание уделяется разработке нового поколения адаптивных устройств релейной защиты и автоматики [1, 2, 3]. Основной особенностью данных устройств является учет текущих условий работы энергосистемы (ЭС) или максимально полного множества возможных состояний ЭС при выборе управляющих воздействий. При этом повышается сложность разработки, как самого алгоритма, так и методики расчета уставок, так как условия работы адаптивной защиты могут отличаться в зависимости от специфики как ЭС в целом, так и отдельного узла подключения защиты. Чтобы упростить задачу разработчика существует практика использования тестовых схем [4], представляющих собой универсальные схемы, учитывающие специфичные условия работы различных энергосистем и позволяющие наиболее полно определить требования к функциональным возможностям новых устройств.

Наибольшее распространение получили тестовые схемы для исследования методов определения опасных сечений, максимально допустимых перетоков мощности и устойчивости энергосистем. В то же время, примеры разработки схем для исследования адаптивной релейной защиты не известны. Тот факт, что устойчивость энергосистемы во многом зависит от селективности и скорости срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА)[5], и, наоборот, требования к алгоритмам работы и выбору уставок защиты во многом могут зависеть от границ устойчивости ЭС, обуславливает целесообразность выбора одной из таких схем в качестве основы для разработки тестовой схемы адаптивной защиты.

На данном этапе работы автором рассматривается только один вид защиты – дистанционная, а в качестве исходной тестовой схемы была выбрана ReliabilityTestSystem 1996 (RTS-96), в которой произвольным образом был выбран защищаемый объект – одноцепная ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием, связывающая электростанцию «102 - Адамс» и подстанцию «106 - Альбер», рисунок 1.

Выбор именно RTS-96 был обусловлен открытым доступом и рекомендациями разработчика – международного Института инженеров электротехники и электроники (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Отчет IEEE [6] содержит все необходимые для расчетов исходные данные, разработчики рекомендуют тестовую схему для исследований в области определения надежности энергосистем, сравнения результатов новых и существующих методов оценки надежности. Кроме того, IEEE приветствуется разработка новых модификаций для схемы RTS-96, что в перспективе позволяет рассчитывать на интерес к результатам работы со стороны международного сообщества.

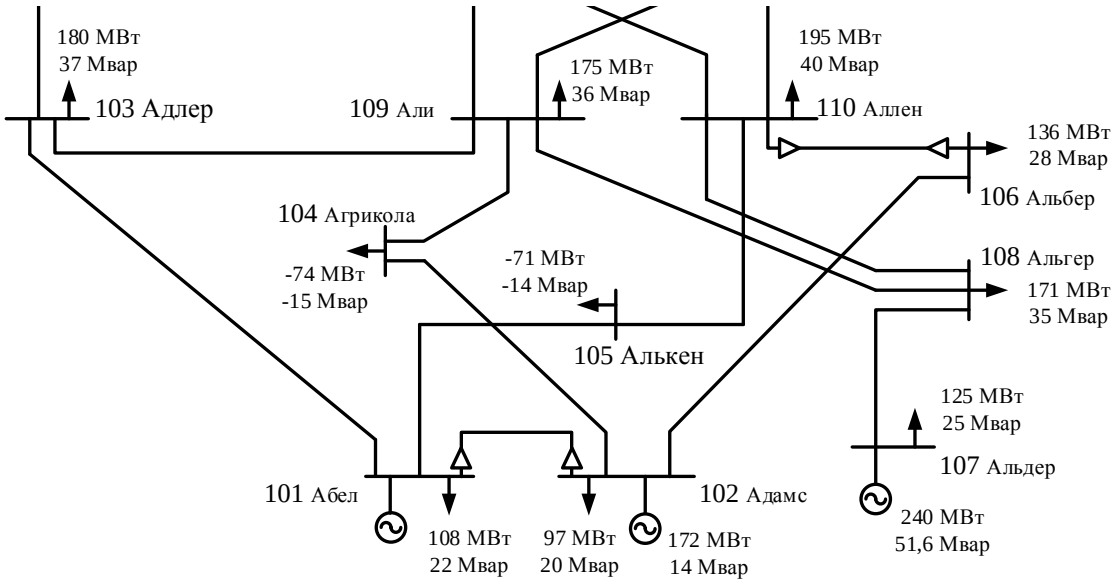


Рис. 7 Фрагмент схемы RTS-96

Расчет режимов работы тестовой ЭС в RastrWin и параметров срабатывания дистанционной защиты (ДЗ) линии показал, что, не смотря на рекомендации, стандартная модификация сети RTS-96 не подходит для учета возможных специфических условий работы устройств защиты. В частности, ДЗ линии не улавливает разницы между возмущениями в максимальном и минимальном режимах работы, В то же время, учет влияния доаварийного режима на параметры срабатывания является одним из основных требований к адаптивной защите. Определяемые защитой сопротивления представлены в таблице 1.

Изучив топологию сети RTS-96 и отчеты о системных авариях, в которых неверная работа ДЗ стала причиной их возникновения, либо усугубления сложившейся ситуации [3, 7], было принято решение модернизировать схему для моделирования возможных наиболее неблагоприятных условий работы дистанционной защиты.

Таблица 1 - Расчетные сопротивления, определяемые дистанционной защитой в максимальном и минимальном режимах

Тип и место КЗ	Максимальный режим		Минимальный режим	
	$Z_{ВС}$, Ом	φ^0	$Z_{ВС}$, Ом	φ^0
-	359,797	67,545	373,005	71,494
$К^{(3)}$ - 106	37,974	75,327	37,977	75,328
$К^{(3)}$ - 110	51,032	75,446	51,01	75,444
$К^{(3)}$ - 105	418,507	56,97	442,787	62,454
$К^{(3)}$ - 104	215,677	-117,743	220,92	-114,668

Определение сопротивления защитой происходит на основании данных о напряжении на шинах и токе в линии по выражению 1.

$$\underline{Z}_{Ф1Ф2} = (\underline{U}_{Ф1} - \underline{U}_{Ф2}) \Big/ (\underline{I}_{Ф1} - \underline{I}_{Ф2}); \qquad (1)$$

Следовательно, изменение этих параметров приводит к изменению определяемого защитой сопротивления. Очевидно, что напряжение в узле тем больше подвержено изменению, чем дальше от этого узла находится источник питания (генератор) и/или источник реактивной мощности (управляемое компенсирующее устройство), способные поддерживать заданный уровень напряжения. В этом случае изменение напряжения в узле установки защиты будет сильно зависеть от величины падения напряжения на участках сети между источником и точкой короткого замыкания. При значительной удаленности точки короткого замыкания от источника питания и наличии мощной нагрузки, в узлах между источником питания (напряжение в которых поддерживается в пределах допустимых

отклонений) и точкой короткого замыкания, составляющая тока, питающего точку короткого замыкания может быть сравнима с током нагрузки. В этом случае падение напряжения в сети между источником питания и местом короткого замыкания будет зависеть от нагрузочного режима и, соответственно, оказывать влияние на условия работы дистанционной защиты.

Изменение топологии сети, наиболее распространенным из которых является отключение линии электропередачи, также может привести к неправильной работе дистанционной защиты. В связи с указанными выше причинами часть схемы была изменена, а именно: подстанции на стороне 110 кВ связаны в «кольцо», добавлена узловая подстанция «100 – Альфа», соединенная с шинами электростанции «102 – Адамс» двухцепной воздушной линией, рисунок 2.

Результаты анализа причин системных аварий, позволяют установить, что влияние отключения линий на работу дистанционной защиты в подавляющем большинстве случаев проявляется в максимальном режиме. Отключение линии может быть следствием ложного срабатывания: из-за перегрузок напряжение в узлах сети может значительно снизиться, и определяемое реле сопротивление, и без того сниженное увеличением тока в линии, уменьшается до уровня сопротивления срабатывания.

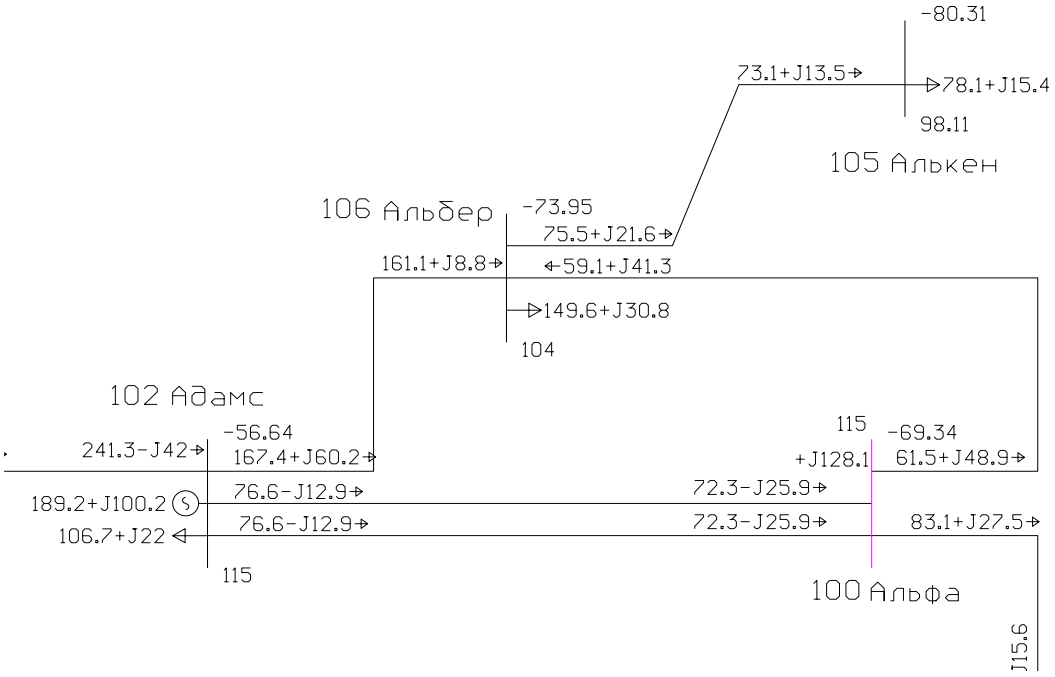
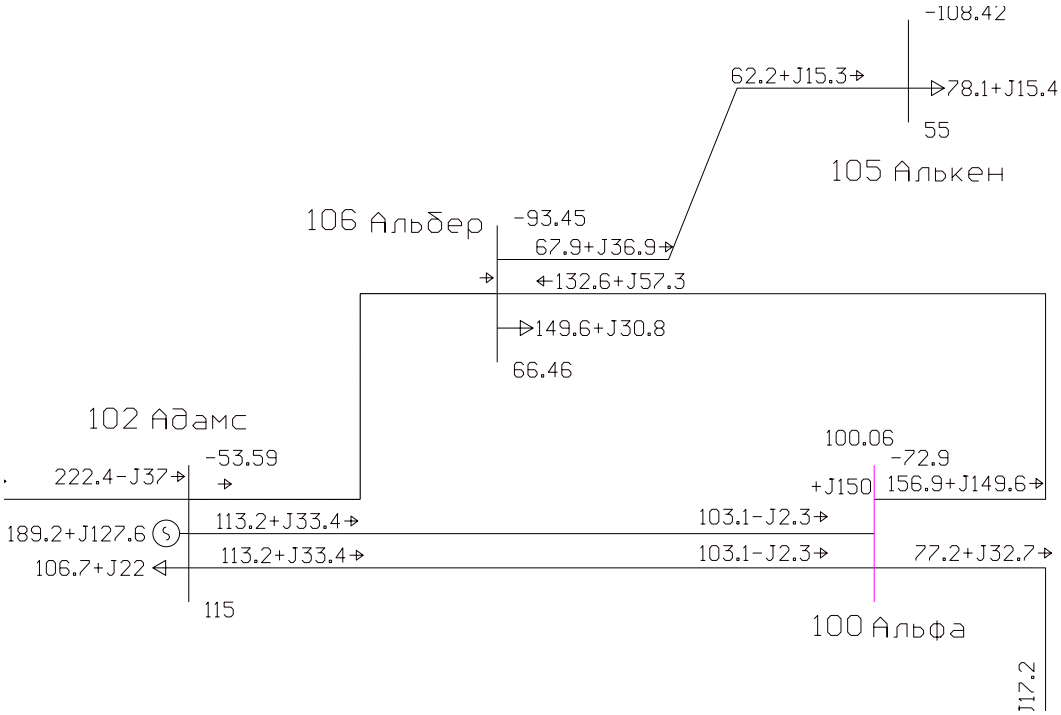


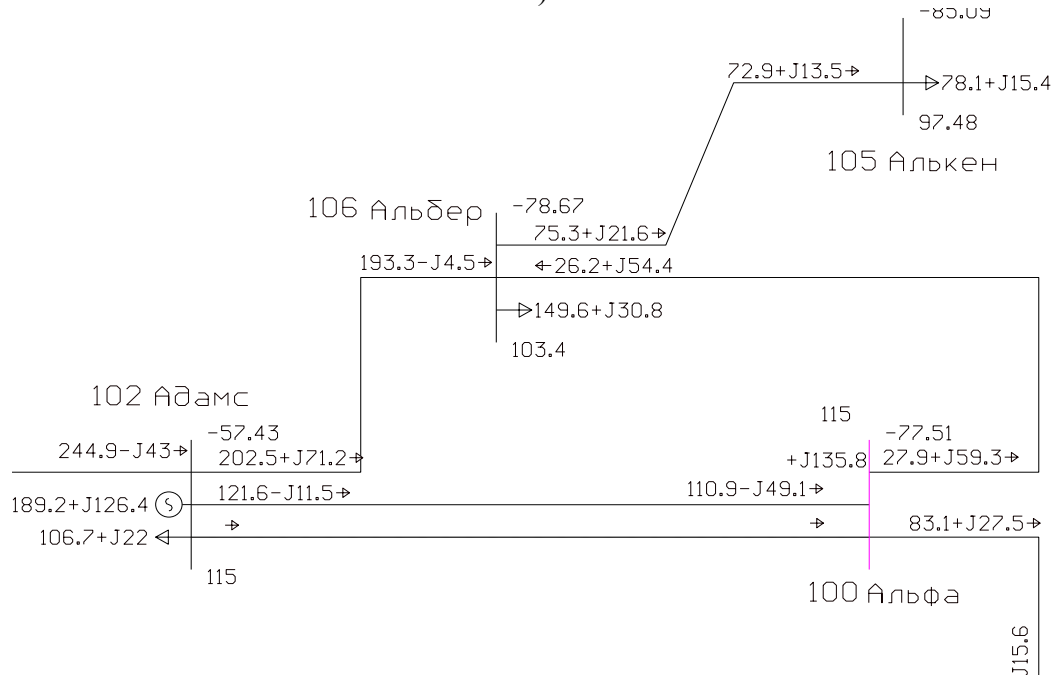
Рис. 8 «Кольцо» на стороне 110 кВ (все ЛЭП в работе)

Кроме того, нельзя исключать отключение линии в любом другом нагрузочном режиме, вследствие вывода в ремонт, или кражи проводов ЛЭП.

Независимо от причины, отключение линий приводит к одному результату – увеличению сопротивления сети, перераспределению потоков мощности, установлению нового режима работы ЭС, в чем можно убедиться из рисунков 2 и 3 (а, б): отключение одной из линий, примыкающей к электростанции «102 Адамс» приводит к увеличению перетоков мощности по оставшимся в работе линиям, что может спровоцировать ложное определение короткого замыкания одной из ступеней дистанционной защиты.



а)



б)

Рис. 3. Изменение перетоков мощности при: а) отключена линия "Адамс - Альбер"; б) отключена линия "Адамс - Альфа"

Проведенные расчеты подтверждают повышение наглядности схемы после внесенных изменений. Так, например, в минимальном режиме определяемые органом сопротивления значения будут существенно выше, нежели в максимальном, таблица 2.

Таблица 2 - Расчетные сопротивления, определяемые дистанционной защитой после изменения схемы

Тип и место КЗ	Максимальный режим		Минимальный режим	
	$Z_{ВС}$, Ом	φ^0	$Z_{ВС}$, Ом	φ^0
-	178,173	-7,206	585,217	-15,534
$К^{(3)}$ – 106	114,139	15,618	225,325	33,929
$К^{(3)}$ – параллельная линия «Адамс – Альфа» (вблизи ЭС «102 Адамс»)	122,491	21,018	183,258	32,475
Откл. линия «Адамс – Альфа»	113,387	-2,933	382,5	-13,092
$К^{(3)}$ – 106	76,843	16,492	167,643	30,335
Откл. линия «Адамс – Альбер»	78,294	-10,926	299,598	-18,217
$К^{(3)}$ – 106	75,226	18,174	146,247	45,542
$К^{(3)}$ – параллельная линия «Адамс – Альфа» (вблизи ЭС «102 Адамс»)	62,258	8,802	93,986	19,641

Сомкнув нагрузку в «кольцо» и удалив от источников мощности, удалось добиться значительного увеличения перетока мощности через защищаемый объект, а также наглядного отличия в условиях работы дистанционной защиты в различных режимах работы энергосистемы. Модернизированная схема RTS-96 больше подходит для проектирования и настройки устройств дистанционной защиты, так как отражает больше возможных ситуаций, способных повлиять на работу дистанционной защиты.

В дальнейшем планируется учесть в схеме влияние промежуточных источников питания, в том числе управляемой компенсации, параллельных линий и характеристик нагрузки на работу ДЗ линии «Адамс – Альфа», а также проверить достаточность руководящих указаний и рекомендаций по расчету и выбору параметров срабатывания ДЗ для обеспечения надежной работы ДЗ в составе разрабатываемой тестовой схемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. B. Biswas, K. D. Bhattacharya, P. PurkaitandJ. K. Das. Design of a Numerical Adaptive Relay Based on Memory Mapped Techniques // Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists 2009 Vol II IMECS 2009, March 18 - 20, 2009, Hong Kong

2. Пат. 2416851 RU, МПК6 H02H3/40, G01R31/08. Способ и реле адаптивной дистанционной защиты для линий электропередачи / М. Саха, Э. Росоловски, Я. Изиковски; АББ ТЕКНОЛОДЖИ ЛТД. 10.02.2006

3. M. Jonsson, J. Daalder. Distance Protection and Voltage Stability // International conference Power System Technology. Proceedings, Vol. 2, 2000

4. P. Bangalore, L. Bertling. Extension of test system for distribution system reliability analysis with integration of Electric Vehicles in distribution system // Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition, 5-7 December 2011

5. Мелешкин Г.А., Меркульев Г.В. Устойчивость энергосистем. Монография. Книга 1: СПб: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с

6. C. Grigg, P. Wong The IEEE Reliability Test System – 1996: A report of the Application of Probability Methods Subcommittee // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999

7. Беляев А.Н., Смирнов А.А., Смоловик С.В. Аварии, аварийные режимы и их ликвидация // Журнал «Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации» №4/2007

8. Руководящие указания по релейной защите. Вып.7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ – М.: «Энергия», 1966.

Научный руководитель: А.В. Прохоров, к.т.н., доцент кафедры ЭЭС ЭНИН ТПУ.

СИНТЕЗ АЛГОРИТМОВ ПТК ВЕРХНЕГО УРОВНЯ ЦСПА С УЧЕТОМ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ

А.К. Ландман, А.С. Вторушин, Д.С. Лоцман
ЗАО «ИАЭС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Ключевые слова: централизованная система противоаварийной автоматики, управляющие воздействия, поиск слабых сечений, запас устойчивости.

Введение.

Настоящий период развития централизованных систем противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА) можно обозначить как этап интенсивного их внедрения в энергосистемы. Предпосылками к этому являются как развитие микропроцессорных систем локальных автоматик предотвращения нарушения устойчивости, так и наработки в области логики выбора управляющих воздействий по способу I-ДО.

Весьма неоднозначным моментом при разработке и реализации алгоритмов, входящих в состав I-ДО, является отсутствие нормативной базы, регламентирующей требования к автоматическим подходам решения задач выбора управляющих воздействий.

Примером может служить отсутствие указаний по местам замеров перетоков активной мощности в найденном опасном сечении, отсутствие критериев выбора конкретного места (из нескольких возможных мест) реализации управляющих воздействий и алгоритма учета нерегулярных колебаний в найденном опасном сечении и т.д.

Алгоритм выбора управляющих воздействий I-ДО.

В алгоритме I-ДО ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири (далее – алгоритм I-ДО) применён нетрадиционный подход к определению показателя запаса статической устойчивости ЭЭС, позволяющий избавиться от многомерности задачи. Суть подхода состоит в подобном преобразовании области существования режимов со смещением рассматриваемой точки режима на границу области устойчивости. Данное преобразование выполняется за счет одновременного изменения всех параметров схемы сети в $k_н$раз [1]. Такая операция также эквивалентна одновременному изменению задающих активных мощностей всех узлов в $k_н$ раз. Значение параметра $k_н$, при котором граница области статической устойчивости в пространстве активных мощностей узлов проходит через изображающую точку анализируемого режима, численно характеризует напряженность режима. Параметр $k_н$ рассматривается как коэффициент напряженности режима, а величина, дополняющая $k_н$ до единичного значения, принимается за общий для энергосистемы показатель запаса статической устойчивости:

$$k_н = 1 - k_{з\ ус} \quad (1)$$

На рисунке 1 приведена укрупненная блок-схема алгоритма выбора управляющих воздействий алгоритма I-ДО.

Рис. 1. Укрупненная блок-схема алгоритма I-ДО

Процесс выбора дозировки УВ состоит из нескольких итераций управления, на каждой из которых решаются следующие вопросы:

1) поиск опасного сечения (рассмотрено ниже) и определение требуемого типа управления;

2) определение более эффективного места приложения УВ;

3) проверка допустимости небаланса мощности после управления и, при необходимости, балансировка режима;

4) расчет $k_и$ послеаварийного режима (далее - ПАР) при выбранных УВ.

Если коэффициент напряженности меньше требуемого значения, то осуществляется переход к п.5. Если коэффициент напряженности больше требуемого значения, то процесс выбора дозировки УВ по пунктам 1) – 4) повторяется.

5) проверка найденных опасных сечений на нерегулярные колебания, при необходимости ввод дополнительных УВ.

6) проверка соблюдения аварийно допустимых перетоков (далее – АДП) активной мощности в заданных контролируемых сечениях, при необходимости ввод дополнительных УВ.

7) проверка на токовые ограничения для элементов сети, при необходимости ввод дополнительных УВ.

В случае если отсутствуют нарушения $k_и$, АДП, допустимых нерегулярных колебаний, внешних небалансов и токовых ограничений, осуществляется минимизация УВ, иначе считается, что данный пусковой орган не рассчитан.

Алгоритм поиска опасного сечения.

Основой алгоритма выбора УВ является процедура поиска опасного сечения и расчета предельного перетока в найденном сечении. Существенным отличием алгоритма I-ДО от II-ДО является адаптивность к текущим схемно-режимным условиям. В связи с этим задание контролируемых сечений для алгоритма I-ДО не выполняется. Соответственно требуется процедура поиска опасного сечения для текущей схемы.

Эффективность выбора управляющих воздействий во многом обусловлена алгоритмом поиска опасных сечений для ПАР. Поиск опасного сечения состоит в разделении графа электрической сети на два подграфа, для которых верно упрощенное утверждение: увеличение перетока мощности из одного подграфа в другой приведет к нарушению статической апериодической устойчивости. Так как выражение для свободного члена характеристического уравнения при выполнении ряда условий совпадает с якобианом уравнений установившегося режима, то основным критерием нарушения статической апериодической устойчивости можно считать вырождение матрицы Якоби системы в процессе утяжеления электрического режима.

В связи с этим, разделение схемы сети на подграфы необходимо выполнять с учетом факторов, так или иначе влияющих на обусловленность матрицы Якоби системы.

Следует отметить, что задача поиска опасных сечений содержит в себе две подзадачи:

1. Формулирование математического признака близости перетока активной мощности по связи сети к предельному значению, позволяющего выбирать наиболее загруженные связи сети.

2. Поиск оставшихся связей, образующих сечение. Здесь предполагается решение топологической задачи математического аппарата теории графов известными методами – разбиение взвешенного графа на подграфы с заданными условиями.

Для решения первой подзадачи используется собственный вектор матрицы (R), соответствующий нулевому собственному значению и позволяющий наиболее адекватно отображать свойства матрицы Якоби. Для точного определения свойств системы необходимо использование свойств матрицы Якоби в точке близкой к det(J) = 0, т.е. для предельного режима системы. Данный алгоритм позволяет осуществлять поиск опасных сечений, в состав которых входят наиболее опасные связи, которые определены как связи, задающие сечение.

Имеется несколько типов таких связей:

Аварийная связь. Задает сечение в ПАР без введенных УВ.

Связи, имеющие точку минимального напряжения. Такие связи характеризуются положительными (в системе из узла в линию) перетоками реактивной мощности.

Связь, имеющая максимум $m_R = \sqrt{R_{Qi}^2 + R_{Qj}^2}$, где R_{Qi}, R_{Qj} – компоненты собственного вектора матрицы Якоби системы в предельном режиме; i,j– индексы компонент, соответствующие узлам начала и конца связи.

Связь, имеющая максимум $\left|R_{Pi} - R_{Pj}\right|$ компонент правого собственного вектора **R.**

Связь, имеющая максимальное значение $\Delta\delta / X = \left|\delta_i - \delta_j\right| / X_{ij}$,

где δ_i, δ_j – углы напряжения в узлах начала и конца связи; X_{ij} – сопротивление связи.

Из перечня сечений, полученных для каждой из вышеуказанных задающих связей выбирается наиболее опасное, которое используется в процедуре выбора управляющих воздействий.

Синтез алгоритмов оценки и расчета запаса статической устойчивости.

Из (1) следует, что при $k_н < 1$ существует электрический режим ЭЭС. В этом случае целесообразно выполнить переход на выбор УВ в соответствии с рассчитанным коэффициентом запаса по статической апериодической устойчивости по перетоку активной мощности в опасном сечении (далее – $K_з$). Основной проблемой при поиске $K_з$ является построение траектории утяжеления опасного сечения. При ручном поиске $K_з$ траектория утяжеления задается расчетчиком исходя из требований имеющейся нормативной документации с учетом информации о наиболее вероятных режимах работы исследуемой энергосистемы.

При автоматическом поиске $K_з$ возможно применение нескольких подходов реализации траектории утяжеления. Рассмотрим некоторые из них:

1. Утяжеление сечения инъекцией мощности в начале и конце связей, входящих в состав опасного сечения. Данный подход позволяет достаточно точно получить предел вырождения матрицы Якоби системы. При этом отсутствие загрузки электропередачи, в которую входит исследуемое сечение, делает этот подход "синтетическим". В результате имеется вероятность получения завышенного значения предельного перетока, и, соответственно, некорректного вывода о запасе устойчивости.

2. Утяжеление сечение по траектории заданной в конфигурации. В этом случае на этапе настройки задаются узлы, участвующие в траектории утяжеления. Такой подход

позволяет использовать траектории утяжеления наиболее приближенные к траекториям, применяемым расчетчиком при определении управляющих воздействий по алгоритму II-ДО. Недостатком подобного подхода является существенный объем работ, необходимый как для первоначальной настройки алгоритма утяжеления, так и для поддержания его настроек в актуальном состоянии.

При поиске $K_з$ в алгоритме I-ДО применяется траектория утяжеления сечения в направлении, противоположном требуемому для данного сечения противоаварийному управлению. Пусть $N_1 \div N_m$ – узлы, имеющие доступное УВ требуемого типа для данного сечения, тогда утяжеление осуществляем как:

$$\Delta P_{Ni} = -kP_{ген.Ni},\ \Delta Q_{ген.\max Ni} = -kQ_{ген.\max Ni},\ \Delta Q_{ген.\min Ni} = -kQ_{ген.\min Ni}$$

для УВ вида ОГ, где $P_{ген.Ni}$ – объем мощности генератора, отключаемого в узле N_i, $Q_{ген.\max Ni}, Q_{ген.\min Ni}$ – допустимый диапазон изменения реактивной мощности для генератора, отключаемого в узле N_i.

$$\Delta P_{Ni} = -kP_{нагр.Ni},\ \Delta Q_{Ni} = -kQ_{нагр.Ni},$$

для УВ вида ОН, где $P_{нагр.Ni}, Q_{нагр.Ni}$ – объем соответственно активной и реактивной мощности нагрузки, отключаемой в узле N_i.

При этом осуществляется поиск такого значения безразмерного коэффициента k, что при $k = k_{тек} + \varepsilon$, где $k_{тек}$ – текущее найденное значение коэффициента, ε – заданная точность поиска, получаем предельный режим, для которого:

$$K_з = 1 - \frac{P_{тек} + \Delta P_{нк}}{P_{пред}} \quad (2)$$

где $K_з$ – коэффициент запаса в сечении, $P_{тек}$ – переток в сечении в текущем режиме, $P_{пред}$ – переток, полученный в предельном доутяжеленном режиме, $\Delta P_{нк}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности.

Для экономии времени выбора УВ на этапе работы блока №1 (см. рисунок 1) алгоритма I-ДО величина $\Delta P_{нк}$ принимается равной нулю. Фактический учет данной величины и ее влияние на объем выбранных УВ осуществляется в блоке №2 вышеуказанного алгоритма.

Основная идея данного подхода утяжеления найденного опасного сечения заключается в том, что его реализация направлена на изменение мощности тех узлов энергосистемы, режим работы которых в наибольшей степени приводит к возникновению повышенного уровня перетока мощности в опасном сечении при возникновении аварийного возмущения.

При работе блока №2 алгоритма I-ДО нет необходимости определения точного значения $K_з$, а достаточно определить существование режима с заданным запасом. Определение точного значения предельного перетока в данном случае является избыточным. В этом случае из (2) вычисляется $P_{пред}$, обеспечивающее требуемое значение $K_з$. При существовании режима с полученным $P_{пред}$, существует режим с заданным запасом в сечении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Не смотря на то, что в настоящее время отсутствует нормативная документация, регламентирующая принципы построения алгоритмов выбора управляющих воздействий по способу I-ДО, имеется возможность разработки алгоритмов, результаты выбора УВ которых

будут максимально близки к результатам выбора УВ, полученным расчетчиком. Следует отметить, что одной из актуальнейших задач развития комплексов централизованных систем противоаварийной автоматики является разработка нормативной документации, определяющей требования к подходам выбора УВ по способу I-ДО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аржанников С.Г., Захаркин О.В., Петров А.М. Оценка запаса устойчивости установившегося режима ЭС и выбор управлений для его ввода в допустимую область // Новое в российской электроэнергетике. 2005. № 5. С 6 – 19.

ВСЕРЕЖИМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЕЕ ОПТИМАЛЬНОЙ НАСТРОЙКИ И АНАЛИЗА ПРИЧИН НЕПРАВИЛЬНЫХ ДЕЙСТВИЙ

Н.Ю. Рубан, Ю.С. Боровиков, В.Н. Копьев, А.О. Сулайманов
Томский политехнический университет Энергетический институт кафедра «Электроэнергетические системы»

Причиной развития аварийных ситуаций в тяжелые системные аварии в ЭЭС могут служить неправильные действия релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА) [1]. Для определения причин неправильных действий и принятия мер по их устранению необходим тщательный анализ случившегося. Оптимальным инструментом для проведения такого рода анализа является адекватное моделирование проверяемого устройства РЗ и ПА с учетом процессов в его конкретной реализации и возможностью определения реальной величины погрешностей всех значимых элементов и защиты в целом в широком спектре входных сигналов. При этом при использовании таких моделей становится возможным реализовать более адекватную реальным условиям функционирования настройку конкретных средств РЗ и ПА. Поскольку в настоящее время такие модели и средства их реализации отсутствуют, задача их разработки представляется весьма актуальной.

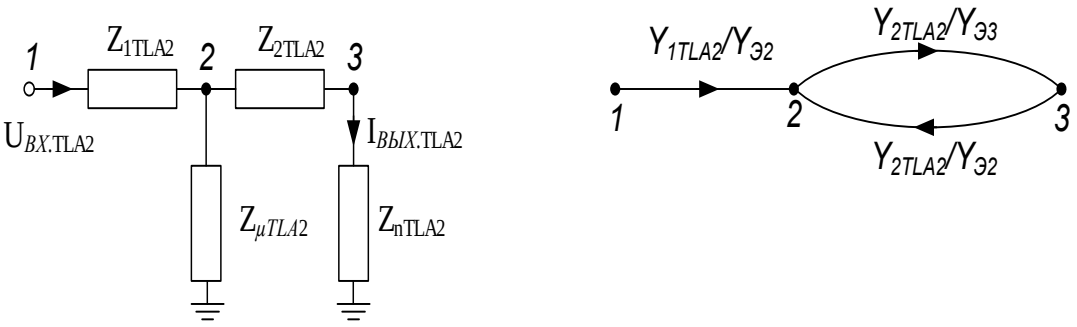
Методика создания средств всережимного моделирования РЗ и ПА применительно к высокочастотной дифференциально-фазной защите (ВЧДФЗ), являющейся основной защитой линий электропередачи (ЛЭП) [2] высокого напряжения и занимающей существенное место в российских электроэнергетических системах (ЭЭС), включает в себя следующие этапы:

- Анализ принципиальных схем ВЧДФЗ конкретных исполнений, на основе которого определяются элементы схемы, осуществляющие непрерывное преобразование сигналов и способные формировать значимые погрешности.
- Составление на основе результатов анализа п.1 адекватных схем замещения учитываемых функциональных блоков моделируемой ВЧДФЗ и расчет параметров их элементов.
- Получение ПФ функциональных блоков устройства ВЧДФЗ, с учетом их взаимосвязи, осуществляемой определением соответствующих эквивалентных сопротивлений нагрузки этих блоков, и формирование дифференциальных уравнений, определяющих эти ПФ.
- Предварительные тестовые исследования полученных математических моделей с помощью программ MathCAD и MATLAB Simulink для оценки амплитудных и фазовых погрешностей функциональных блоков моделируемой ВЧДФЗ при конкретных частотах преобразуемых сигналов;

• Формализация разработанных математических моделей ВЧДФЗ в виде программных кодов и последующая их реализация в специализированной программе автономного использования и средствах всережимного моделирования ЭЭС.

• Экспериментальное исследование разработанных средств всережимного моделирования ВЧДФЗ, включающее испытание моделей в широком спектре нормальных, аварийных и послеаварийных режимов работы защищаемой ЛЭП.

Реализацию предложенной методики иллюстрирует представленный далее фрагмент синтеза математической модели защиты типа ДФЗ-201, в частности промежуточного трансформатора фильтра тока обратной последовательности TLA2, включающий: схему замещения TLA2, её граф (рисунок 1), ПФ и соответствующие ей амплитудно-частотная и фазо-частотная характеристики, дифференциальное уравнение.



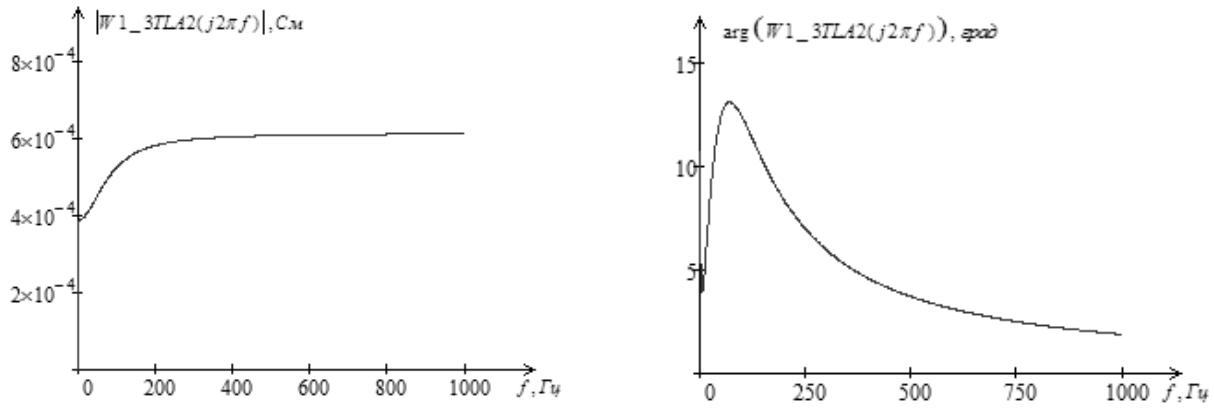
а) б)

Рис. 1. Фрагмент синтеза математической модели ДФЗ-201: а) схема замещения трансформатора TLA2: $U_{BX.TLA2}$, $I_{ВЫХ.\ TLA2}$ – напряжение и ток на входе и выходе TLA2; Z_{1TLA2}, Z_{2TLA2}, Z_{nTLA2}, $Z_{\mu TLA2}$ – сопротивления первичной и вторичной обмоток, нагрузки и намагничивания TLA2; б) граф схемы замещения TLA2: Yэi – эквивалентная проводимость i-го узла схемы замещения

$$W_{13TLA2}(p)=\frac{U_{ВЫХ.TLA2}(p)}{U_{BX.TLA2}(p)}=\frac{\frac{Y_{1TLA2}(p)}{Y_{Э2}(p)}\cdot\frac{Y_{2TLA2}(p)}{Y_{Э3}(p)}}{1-\left(\frac{Y_{2TLA2}(p)}{Y_{Э2}(p)}\cdot\frac{Y_{2TLA2}(p)}{Y_{Э3}(p)}\right)}; \qquad (1)$$

$$\frac{I_{ВЫХ.TLA2}(p)}{U_{BX.TLA2}(p)}=W_{13TLA2}(p)\cdot Y_{nTLA2}(p)=$$
$$=\frac{B_{1TLA2}\cdot p^4+C_{1TLA2}\cdot p^3+D_{1TLA2}\cdot p^2+E_{1TLA2}\cdot p}{A_{2TLA2}\cdot p^5+B_{2TLA2}\cdot p^4+C_{2TLA2}\cdot p^3+D_{2TLA2}\cdot p^2+E_{2TLA2}\cdot p+F_{2TLA2}}, \qquad (2)$$

где: $B_{1TLA2}=A_{2TLA2n}\cdot L_{\mu TLA2}$ и аналогичным образом полученные C_{1TLA2}, D_{1TLA2} и др. – введенные для краткой записи обозначения коэффициенты, определяемые RLC-параметрами схемы трансформатора TLA2 и его нагрузки.



а) б)

Рис. 2. Амплитудно-частотная (а) и фазо-частотная (б) характеристики TLA2

$$\frac{d^5\left(i_{ВЫХ.TLA2}(t)\cdot A_{2TLA2}\right)}{dt^5}+\frac{d^4\left(i_{ВЫХ.TLA2}(t)\cdot B_{2TLA2}-u_{ВХ.TLA2}(t)\cdot B_{1TLA2}\right)}{dt^4}+$$
$$+\frac{d^3\left(i_{ВЫХ.TLA2}(t)\cdot C_{2TLA2}-u_{ВХ.TLA2}(t)\cdot C_{1TLA2}\right)}{dt^3}+ \qquad (3)$$
$$+\frac{d^2\left(i_{ВЫХ.TLA2}(t)\cdot D_{2TLA2}-u_{ВХ.TLA2}(t)\cdot D_{1TLA2}\right)}{dt^2}+$$
$$+\frac{d\left(i_{ВЫХ.TLA2}(t)\cdot E_{2TLA2}-u_{ВХ.TLA2}(t)\cdot E_{1TLA2}\right)}{dt}+i_{ВЫХ.TLA2}(t)\cdot F_{2TLA2}=0$$

Совокупность полученных в соответствии с обозначенной методикой дифференциальных уравнений всех значимых функциональных блоков ВЧДФЗ представляет собой достаточно полную и достоверную модель рассматриваемой защиты.

Реализация синтезированных математических моделей ВЧДФЗ осуществляется путем их программной формализации, ориентированной на применение в автономном режиме на персональном компьютере с использованием специально разработанной программы DPPmodels (рисунок 3) и массивов мгновенных значений в формате COMTRADE, полученных с регистраторов аварийных событий либо с помощью соответствующих средств моделирования режимов и процессов в ЭЭС.

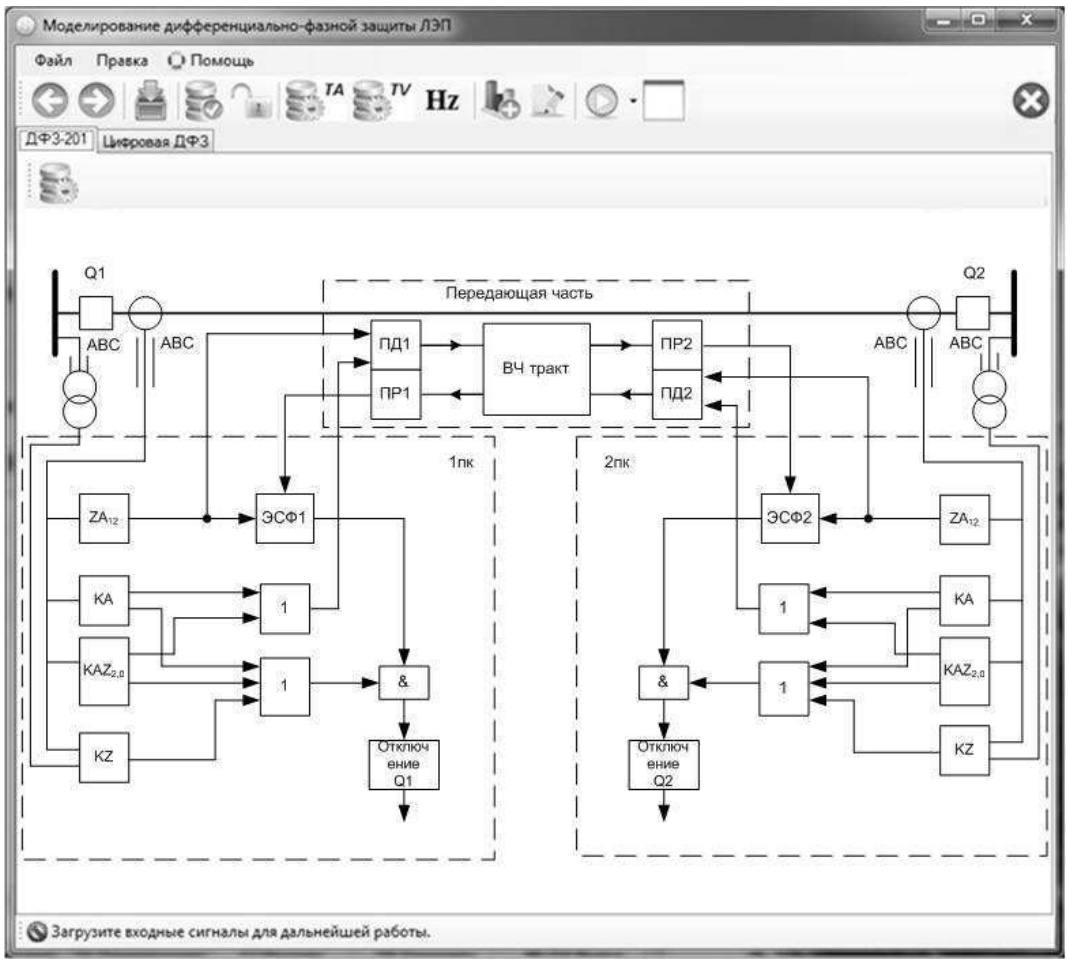


Рис. 3. Главное программное окно модели электромеханической ВЧДФЗ

Данная программа позволяет анализировать влияние основных функциональных элементов защит типа ДФЗ-201, ДФЗ-402, ДФЗ-504 и микропроцессорных ДФЗ на сигнал первичной режимной информации. В частности, в рамках экспериментальных исследований разработанной программы, в режиме однофазного КЗ проведено сравнение значений входного/выходного сигнала различных функциональных элементов разработанной математической модели ДФЗ-201 и идеализированной модели ДФЗ, не учитывающей погрешностей элементов. В качестве примера сравниваемых сигналов на рисунке 4 представлены осциллограммы реального и идеализированного значений выходного тока ранее упомянутого элемента – трансформатора TLA2. В качестве источника первичной режимной информации выступил всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС [4].

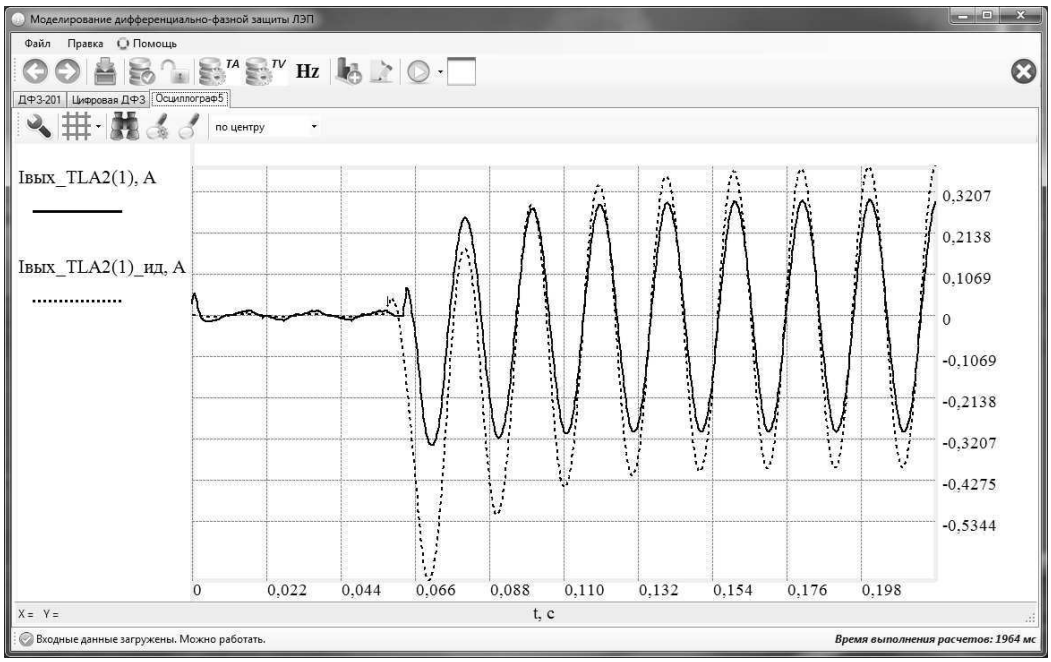


Рис. 4. Осциллограммы выходного тока трансформатора TLA2

В результате проведенных исследований установлено, что наибольшие значения погрешностей функциональных блоков ДФЗ-201 наблюдаются в начальный момент переходного процесса и достигают для отдельных элементов значительных величин, в частности результирующая погрешность фильтра тока обратной последовательности составляет в начальный момент КЗ 50,4% по амплитуде и 6,1% (21,8°) по фазе.

Полученные результаты подтверждают возможность использования разработанных средств всережимного моделирования ВЧДФЗ для анализа причин неправильных действий реальных устройств ВЧДФЗ, а также для осуществления их оптимальной настройки, адекватной реальным условиям функционирования.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука» 2.1318.2014 «Разработка и исследование гибридного моделирующего комплекса энергосистемы с активно-адаптивной сетью».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гуревич В.И. Проблемы оценки надежности релейной защиты. // Электричество – 2011. –№2. –С. 28-31.

2. Правила устройства электроустановок / 7-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2007.

3. Дж. Абрахамс, Дж. Каверли. Анализ электрических цепей методом графов. М., «Мир», 1967.

4. Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О. Принципы построения средств моделирования в реальном времени интеллектуальных энергосистем // Электричество – 2012. – № 6. –С. 10-13.

Научный руководитель: А.О. Сулайманов, к.т.н., заведующий лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» Энергетического института Томского политехнического университета.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

С.А. Франк, Е.А. Лир
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

Введение

Существующие методы анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (далее – РЗА) в большинстве своем сводятся к следующим этапам:

1. Сбор информации по схемно-режимной ситуации до аварии и во время аварии.
2. Сбор информации о сработавших устройствах.
3. Анализ данных с регистраторов аварийных событий (далее – РАС) и встроенных регистраторов с устройств РЗА.
4. Сопоставление параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, заданных на устройства РЗА, с фактической работой анализируемых устройств.

Если сузить выполнение задачи анализа работы устройств РЗА до рамок оперативных функций, выполняемых диспетчерским персоналом Филиалов ОАО «СО ЕЭС» (далее – диспетчерский персонал), то он, как правило, ограничивается выполнением 1 и 2 этапами в целях принятия решений по ведению режима в послеаварийной схеме. Выполнение 3 и 4 этапов, соответственно, возлагается на персонал служб релейной защиты и автоматики (далее – РЗА).

В отношении устройств противоаварийной автоматики (далее – ПА), в особенности, когда речь идет о комплексах автоматики предотвращения нарушения устойчивости (далее – АПНУ) сложность применения указанного подхода обуславливается следующими особенностями:

1. Состав оборудования, входящего в район противоаварийного управления (далее – ПАУ) по которому, соответственно, необходимо собрать информацию, может включать в себя оборудование двух и более энергосистем.
2. Устройства, входящие в состав комплекса ЛАПНУ, как правило, расположены на нескольких объектах.
3. Ввиду большого количества объектов, участвующих в ходе анализа, возникает необходимость анализа данных с РАС всех этих объектов и встроенных регистраторов с устройств РЗА.
4. Описание алгоритма функционирования центрального устройства ЛАПНУ – автоматики дозировки воздействия (далее – АДВ), может занимать несколько десятков страниц.

Все это приводит к тому, что задача оперативного анализа работы устройств ПА становится нетривиальной. Кроме того, в ходе сопоставления результатов анализа работы устройств ПА ряда аварий был сделан вывод, что указанный выше подход в отношении функций, возложенных на диспетчерский персонал, не всегда оказывается эффективным, поскольку требует относительно больших затрат времени. Кроме того, для диспетчерского персонала приоритетной задачей является оценка сложившейся схемно-режимной ситуации и предварительная оценка правильности работу устройств РЗА, в то время как выполнение 3 и 4 этапов направлено, прежде всего, на детальный анализ правильности работы устройств РЗА и, в случае выявления неправильной работы, предварительную оценку возможных причин неправильной работы.

Ниже предлагается вариант повышения оперативности оценки сложившейся схемно-режимной ситуации и предварительной оценки правильности работы устройств ПА, входящих в состав ЛАПНУ.

1. Оперативный анализ работы устройств ПА, входящих в состав ЛАПНУ

В условиях все возрастающей нагрузки на диспетчерский персонал вопрос обеспечения быстрого принятия им решения становится все более актуальным. В отношение анализа работы устройств ПА перспективным решением этого вопроса представляется в создании для диспетчерского персонала инструментария, сочетающего в себе качества следующих типов документов, используемых в его работе на данный момент:

1. Положение по управлению режимами (далее – ПУР).
2. Инструкция по обслуживанию устройств (комплексов) РЗА.
3. Бланк параметров настройки (уставок), алгоритмов функционирования устройств РЗА.

Выбор типов документов обусловлен следующим:

1. Большую часть времени, затрачиваемую диспетчерским персоналом на оперативный анализ работы устройств ПА, приходится на последний этап – сопоставление параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, заданных на устройства РЗА, с фактической работой анализируемых устройств.
2. В ходе выполнения этого этапа диспетчерский персонал использует данные, приводимые в указанных документах.

Поскольку на данный момент единого документа, содержащего исчерпывающую информацию одновременно и по алгоритмам функционирования, и указания по обслуживанию устройств ПА отсутствует, диспетчерский персонал вынужден получать ее из различных документов. В аварийных ситуациях данное обстоятельство зачастую приводит к увеличению времени анализа и принятия решения по ведению режима в послеаварийном режиме.

Кроме того, при решении поставленной задачи, предлагается осуществлять процесс анализа за счет сопоставления информации по схемно-режимной ситуации до аварии и объема управляющих воздействий (далее – УВ) в результате аварии, зафиксированных по донесениям оперативного персонала и зафиксированных средствами телеметрии (далее – ТМ). Таким образом, исключается необходимость поэтапного анализа информации и вводится элемент проверки данных, полученных по каналам диспетчерской связи и по данным ТМ.

Итоговый инструмент представляет собой прикладное программное обеспечение, которое на основе данных по схемно-режимной ситуации до аварии, информации о сработавших устройствах ПА и объемах реализованных УВ позволяет оперативно оценить ситуацию:

1. На основе данных по схемно-режимной ситуации до аварии формируется перечень УВ, которые потенциально могут быть сформированы при любых возмущениях.

2. На основе объема реализованных УВ формируется перечень возмущений, которые потенциально могут привести к формированию указанных УВ.

3. На основе информации о сработавших устройствах ПА, с учетом данных, указанных в первых двух пунктах, в случае выявления между ними несоответствия, формируется перечень возможных причин несоответствия.

3. Варианты реализации инструментария

При оценке возможных вариантов реализации указанной задачи рассматривалось два основных варианта:

1. Долгосрочный – разработка отдельной формы ОИК, в которой бы консолидировалась необходимая информация в автоматическом режиме.

2. Краткосрочный – разработка вспомогательного инструмента, в который бы данные по схемно-режимной ситуации до аварии, аварийная информация, а также объемы реализованных УВ вводилась бы в ручном режиме, а сопоставление параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, заданных на устройства РЗА, с фактической работой анализируемых устройств – в автоматическом.

В силу большого количества лиц, участвующих в процедуре ввода новой формы ОИК, решено было опробовать предлагаемый подход путем реализации краткосрочного варианта.

В качестве среды было выбрано ПО MicrosoftExcel, на базе которого на данный момент завершается разработка указанного инструментария.

4. Заключение

По завершению разработки планируется опробование предложенного подхода оперативного анализа работы устройств ПА, входящих в состав ЛАПНУ с целью обоснования разработки отдельной формы ОИК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СО 34.35.502-2005. Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем. – Утверждено Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС» 10.2005 г.

2. СТО 59012820.29.240.001–2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организациипроцесса. Условия создания объекта. – Введ. 2011–04–19. – М.:,2011.30 с.

3. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистемы. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 80 с.

РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЯХ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 35 КВ.

Н.А. Блинов, А.И. Вольченко, А.Н. Попов
ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет
им. И.И. Ползунова»

Жизнь практически каждого человека так или иначе связана или зависит от электроэнергии. Освещение, бытовые приборы, связь, получение информации – все, во многом, обязано своим функционированием именно электроэнергии. И, поскольку, за электричество платит потребитель, то необходимо ясно понимать, что качество предоставляемой энергии должно находиться на должном уровне и оправдывать ожидания потребителей. Ухудшение качества электрической энергии оказывает колоссальное влияние на надежность, экономичность и продолжительность работы электроприемников. Падение качества неизбежно приведет к ощутимому ущербу, который понесут как потребители электроэнергии, так и сама энергоснабжающая компания. Причем, качество предоставляемой энергии зависит не только от генерирующих мощностей, но в большей степени и от передающих эту энергию сетей.

В связи с этим, нельзя не отметить тот факт, что наряду с прочими проблемами энергетики в области обеспечения качества электроэнергии, довольно заметна проблема с обнаружением мест повреждения (МП) воздушных линий в сетях 0.4, 10 и 35 кВ. Именно эти сети являются наиболее протяженными и разветвленными среди прочих и связывают конечных потребителей с энергосистемой. Поэтому повреждение этих сетей крайне негативно сказывается на электроснабжении. Кроме того, поиск МП затруднен в силу все той же разветвленности сетей и сопряжен с большими затратами времени, человеческих сил и др. Для сокращения времени обнаружения МП применяются специальные приборы, регистрирующие наличие повреждения на заданном участке сети и сигнализирующие об этом [1].

Значительная часть (57%) коротких замыканий (КЗ) на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи, вызванных перекрытием и разрушением изоляторов, где главной причиной являются атмосферные перенапряжения.

Также немалое количество КЗ обусловлено включением короткозамыкателей на ответвительной подстанции (12,2%). Относительно велика доля к.з., обусловленная перекрытием с провода на тело опоры (3,8%) связанные с их сближением при натяжении провода из-за понижения температуры, а также при сильном боковом ветре.

Помимо повреждения элементов ВЛ, короткие замыкания, вызывая аварийное отключение, приводят а некоторых случаях значительному недоотпуску электроэнергии с соответствующим народнохозяйственным ущербом. Этот ущерб во многом определяется характером производства потребителя электроэнергии [2].

На текущий день существует немалое количество методов обнаружения места повреждения (ОМП) на воздушных линиях, что говорит и насущности проблемы и ее значимости. Все методы делятся на дистанционные и топографические. Среди топографических методов наиболее применимым является электромеханический метод, позволяющий определить место повреждения с высокой точностью и не требующий дополнительного переносного воспринимающего оборудования для бригады, как остальные топографические методы. Кроме того, устройства, основанные на этом методе самостоятельно возвращаются в исходное состояние при введении контролируемой линии в работу и не требуют участия человека.

Основываясь на проработанной вышеизложенной информации, считаем наиболее практически необходимым создание устройства на основе топографического электромеханического метода ОМП с применением в качестве замены электронные компоненты и микроконтроллеры.

Проанализировав представленные на рынке приборы ОМП не трудно заметить, что функционал данных приборов крайне широк и обеспечивает полный контроль за наблюдаемым участком воздушной линии. Однако большое количество функций и возможностей прибора неминуемо приводит к критичному удорожанию схемы и, как правило, бессмысленному, в рамках поставленной задачи, усложнению конструкции устройства. Соответственно, закупка подобных приборов электроснабжающими компаниями зачастую становится невыгодной, поскольку при использовании на линиях до 35 кВ не требуется настолько широкий спектр функций, а достаточно минимального набора по сходной цене. На данный момент рынок узкоспециализированных устройств ОМП, рассчитанных на напряжение до 35 кВ крайне мал. Эти факторы позволяют говорить о возможной конкурентоспособности разработки.

На начальном этапе проектирования устройства была разработана структурная схема устройства, отображающая логику взаимодействия блоков и их функциональные особенности. Схема изображена на рисунке 1.

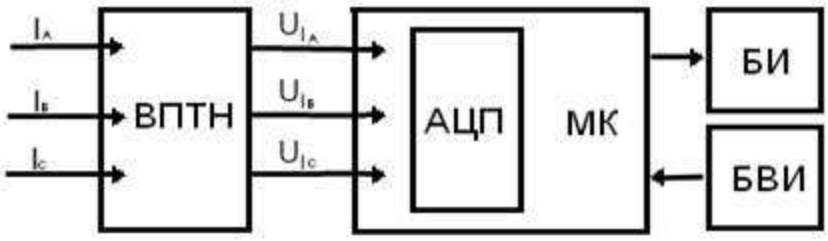


Рис. 1. Структурная схема разработанного устройства

Входной преобразователь тока в напряжение(ВПТН) осуществляет преобразование входного тока в пропорциональное эквивалентное усредненное значение напряжения. Преобразователь представляет собой датчик тока, действие которого основано на эффекте Холла. Сущность эффекта состоит в следующем. Если через проводящую пластинку пропускать ток, а перпендикулярно пластинке направить магнитное поле, то в направлении поперечном току (и направлению магнитного поля) на пластинке появится напряжение.

Аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) служит для измерения напряжения, то есть преобразования аналоговой информации в цифровую. Микроконтроллер (МК) ATmega32 на основании поступающих от блока АЦП сигналов определяет превышена ли токовая уставка и подает команду на блок индикации, которая переводит индикатор в режим отображения превышения уставки (загорается сигнализирующий светодиод). Блок индикации (БИ) осуществляет визуальное оповещение о состоянии прибора и его работоспособности. БИ представляет собой фотоэлемент, который начинает светиться в результате срабатывания устройства. Блок внешнего интерфейса (БВИ) позволяет с помощью устройства-программатора производить ввод значения токовой уставки в память микроконтроллера, тем самым позволяя варьировать ее значение в некотором диапазоне. Структурная схема устройства-программатора представлена на рисунке 2.

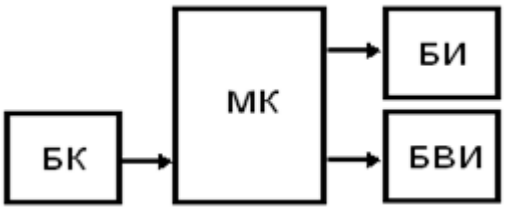


Рис. 2. Структурная схема устройства-программатора

Блок клавиатуры(БК) позволяет вводить числовое значение токовой уставки, которое отображается с помощью 4-строчного LCD-дисплея(Д), а также записать введенное значение в память микроконтроллера. Блок клавиатуры представляет собой матричную клавиатуру формата 3x4, а также трех подтягивающих резисторов на выводах столбцов клавиатуры для обеспечения постоянной логической единицы на выводах. LCD-дисплей LM044L позволяет выводить данные в 4 строки по 16 символов в каждой в кодировке ASCII.

Проверка эффективности работы разработанного устройства производилась с помощью компьютерного моделирования в среде программы эмуляции электрических схем PROTEUS 7.9. Программа позволяет в полной мере произвести все необходимые испытания максимально приближенно к реальным условиям.

Для выполнения всех требуемых расчетов и вычислений была разработана и написана программа для микроконтроллера в программной среде MikroPascal for AVR на языке МикроПаскаль. Язык МикроПаскаль представляет собой доработанный язык Паскаль применительно к требованиям работы микроконтроллеров с дополнительными библиотеками и процедурами.

Моделирование проводилось с подключением устройства к сети 5В и 12В. На рисунке 3 представлена схема устройства, собранная в среде PROTEUS.

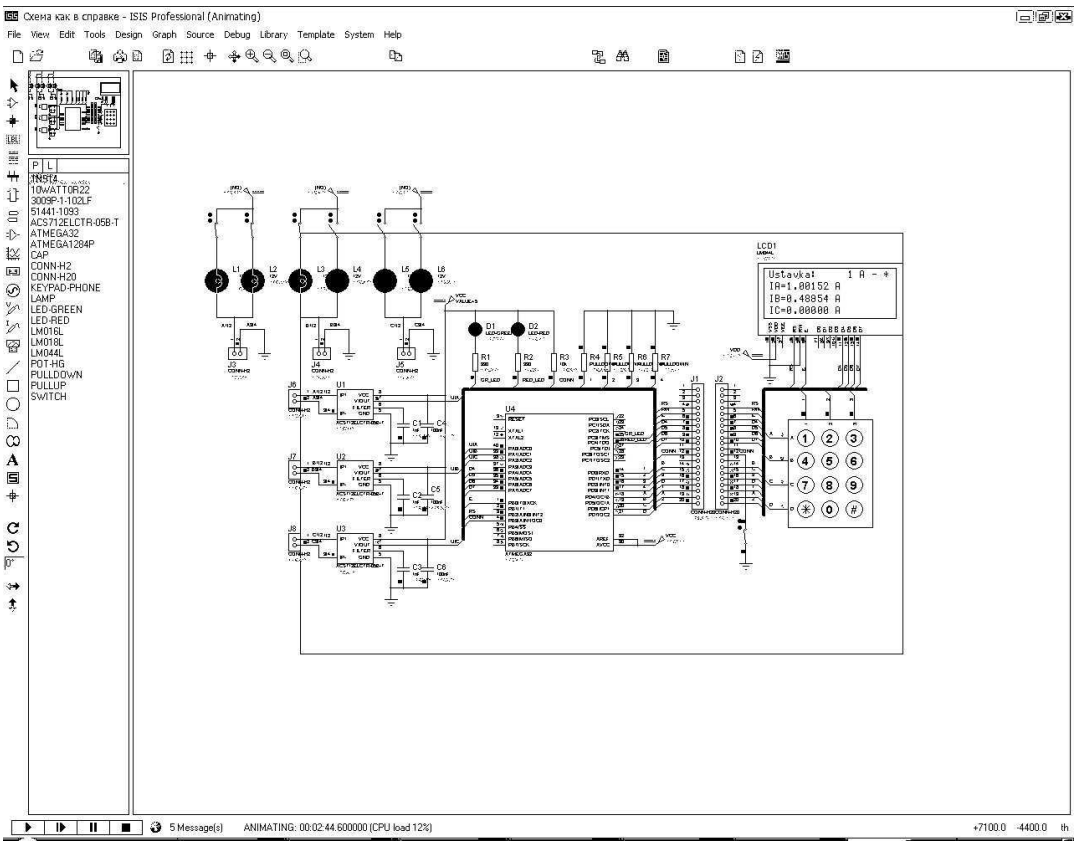


Рис. 3. Процесс работы устройства ОМП в программной среде PROTEUS

На изображении виден принцип работы устройства. Перед использованием устройства его необходимо соединить с контактной частью программатора и ввести значение токовой уставки. База постоянно производить опрос портов подключения программатора для начала ввода данных. После введения уставки, прибор полностью готов к работе.

Устройство воспринимает и считывает показания величины тока в линии. Далее входные данные обрабатываются и сравниваются с величиной токовой уставки, предустановленной с помощью программатора в ПЗУ микроконтроллера. При превышении входящим током величины уставки, срабатывает система оповещения, сигнализирующая о прохождении тока короткого замыкания на ответственном участке линии (горит красный светодиод). Опрос линии устройством не прекращается и поэтому, в том случае, если на линии установлено АПВ, то при успешном срабатывании автоматического повторного включения, устройство автоматически отключает тревожную сигнализацию и переводит блок индикации в штатный режим (горит зеленый светодиод).

База и устройство-программатор полностью воссозданы и протестированы в лабораторных условиях. Результаты компьютерного моделирования и тестирования в реальных условиях полностью совпали. На рисунке 4 изображены собранные модели.

Рис. 4. Базовое устройство и устройство программатор

При установке индикаторов требуется предварительный анализ схемы линии. Рекомендуется устанавливать индикаторы до и после труднодоступных участков (река, лес, болото) и рядом с опорами с секционными выключателями, чтобы быстро определить и изолировать поврежденный участок.

Разработана структурная и принципиальная схемы для определения места повреждения. В программе PROTEUS осуществлено компьютерное моделирование данного устройства, которое показало его работоспособность и высокую точность срабатывания.

В ходе реальных испытаний созданного прототипа устройства была доказана правильность результатов, полученных с помощью компьютерного моделирования. Дешевизна и доступность элементов схемы, простота сборки и малое потребление мощности делает его конкурентно-способным на фоне существующих дорогостоящих аналогов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании произведенных исследований объективно можно сделать следующие выводы:

Положение дел в области обнаружения места повреждения на воздушных линиях оставляет желать лучшего, поскольку время и затраты на отыскание места повреждения действительно очень и очень велики. Наибольшие проблемы наблюдаются в локализации поврежеденных участков сети. Поэтому крайне актуально использование устройств для определения места повреждения для ускорения поиска неисправности и ее устранения. При анализе существующих приборов ОМП было установлено, что большинство устройств обладают слишком большим набором функций, которые, по большому счету, не требуются в условиях полевой эксплуатации и приводят к значительному усложнению конструкции и существенному удорожанию. Не было найдено прибора, соответствующего текущим потребностям. Поэтому была разработана принципиальная схема устройства, соответствующая заявленным требованиям, а именно простота использования, узкая направленность, автономность работы и дешевизна. Разработанное устройство позволяет существенно сократить время, затрачиваемое на поиск места повреждения.

В целом это позволит оптимизировать и привести в систему работу ремонтно-эксплуатационных бригад по поиску повреждений в воздушных линиях напряжением 6-35 кВ, а также сократить расходы , сопровождающие поисковые работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Устройства для определения мест повреждения на воздушных электрических линиях [Электронный ресурс]. – URL:http://electricalschool.info/main/ekspluat/406-ustrojjstva-dlja-opredelenija-mest.html.

2. Айзенфелъд, А. И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями [Текст] / А. И. Айзенфелъд, Г. М. Шалыт. 2-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 1988. – 202 с.

Научный руководитель: А.Н. Попов, к.т.н., доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий АлтГТУ им. И.И. Ползунова

РЕЛЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ НЕПРИОРИТЕТНОЙ НАГРУЗКИ С МИКРОПРОЦЕССОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ

К.В. Потарский
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение Лицей при ТПУ

Реле отключения неприоритетной нагрузки предназначено для временного отключения неприоритетной нагрузки, когда потребление превышает значение выбранного порога отключения. Под нагрузкой можно понимать любое электрическое устройство, сутью которого можно пренебречь и рассматривать лишь как потребитель электрической энергии. Приоритетной нагрузкой является устройство, которое должно быть постоянно включенным, например, электрочайник, фен, пылесос и т.п. Под неприоритетной нагрузкой следует понимать устройство, для которого допускается кратковременное отключение.

Когда текущее потребление тока превышает значение выбранного порога отключения, реле временно отключает неприоритетную нагрузку. Его применение позволяет увеличить количество нагрузок без изменения выделенной мощности, уменьшить потребляемую мощность, предотвратить неудобства, связанные с отключением вводного автоматического выключателя.

На данный момент на рынке существует несколько компаний, производящих подобные устройства. Эксплуатация реле отключения неприоритетной нагрузки CDS 15908/CDS 15913 и их аналогов выявила ряд недостатков:

1. Периодическое с интервалом 5 минут включение и моментальное отключение реле. В определенном режиме работы возникают резонансные явления, ввиду чего потребители вынуждены бороться с периодическим шумом коммутации контакторов (замыкание/размыкание каждые 5 минут).

2. Так же, были отмечены случаи полного обесточивания потребителя из-за выгорания контактов CDS 15908, предназначенных для подключения приоритетной нагрузки.

3. Высокая погрешность установочных токов отключения, а также ограниченный выбор их номиналов.

Целью настоящей работы является разработка устройства отключения неприоритетной нагрузки с микропроцессорным управлением, бесконтактным контролем тока приоритетной нагрузки и индикацией текущего состояния неприоритетной нагрузки.

Поясним ниже причину, из-за которой возникает явление резонанса, на примере одной фазы в устройстве CDS 15913 (или аналогичном устройстве). Допустим в устройстве отключения неприоритетной нагрузки установлен порог отключения 20 А, неприоритетная нагрузка потребляет ток 10 А, а в текущий момент времени ток приоритетного потребителя для рассматриваемой фазы составляет 15 А. В рассматриваемом случае, внутренний алгоритм работы CDS 15908/15913 приводит к возникновению нежелательных кратковременных срабатываний контакторов (которые потребитель слышит как громкие щелчки в электрощитовой, их периодичность составляет 5 мин). Для борьбы с указанным

явлением можно уменьшить или увеличить порог отключения реле, однако и первый, и второй способ нежелателен. Уменьшение порога приводит к снижению потребляемой мощности (в этом случае использование самого устройства отключения нецелесообразно), во втором случае возрастает вероятность отключения вводного автомата.

Если в доме кратковременно используются устройства, потребляющие большой ток, например, фен, электрочайник и т.д., то время работы неприоритетной нагрузки сокращается. Например, если каждые пять минут кратковременно включать мощную приоритетную нагрузку, то неприоритетная нагрузка, никогда не будет коммутироваться (случай безусловно редкий, однако реализуется). Кроме того, для корректной работы реле отключения неприоритетной нагрузки необходимо знать величину коммутируемого тока по цепи неприоритетной нагрузки, так как именно она определяет пороги ее отключения и включения. А если эта нагрузка не постоянна (в одну цепь подключено несколько неприоритетных потребителей), то ситуация только усугубляется.

Исключить вышеописанные недостатки в работе реле можно лишь непрерывным мониторингом текущего значения потребляемого тока (суммарного по фазе). Соответственно условием для отключения неприоритетной нагрузки является превышение текущего тока установленного порога, а подключение неприоритетной нагрузки должно происходить только при значении текущего тока равного или меньше разности установленного порогового значения и тока неприоритетной нагрузки. В случае установки нескольких уровней приоритета нагрузок алгоритм работы еще более усложняется. Реализовать такой алгоритм управления можно только с использованием микроконтроллера.

Допустим, в устройстве отключения неприоритетной нагрузки установлен порог отключения I_1, а неприоритетная нагрузка потребляет ток I_2, тогда, включение неприоритетного потребителя произойдет только в случае, если суммарный ток по фазе станет менее $I_1–I_2$, а как только суммарный ток превысит значение I_1, неприоритетная нагрузка отключится. В диапазоне токов от $I_1–I_2$ до I_1 сохраняется текущее состояние реле неприоритетной нагрузки. В случае если неприоритетная нагрузка представляет собой более одного устройства, то они будут отключаться по очереди (в зависимости от приоритета), пока ток не примет допустимое значение. При такой конструкции является необходимым постоянно следить за значением тока.

Измерение тока происходит с помощью линейного датчика Холла SS495, помещенного в воздушный зазор ферритового кольца К28×16×9 (см. рис. 1). Датчик Холла надежно закрепляется в зазоре ферритового кольца, а сквозь кольцо пропускается фазный провод. При прохождении по проводу тока, образуется магнитное поле, которое концентрируется в кольце. Таким образом, линии магнитной индукции проходят через датчик Холла, который выдает сигнал напряжения, прямо пропорциональный индукции магнитного поля. Аналогово-цифровой преобразователь измеряет текущее значение силы тока.

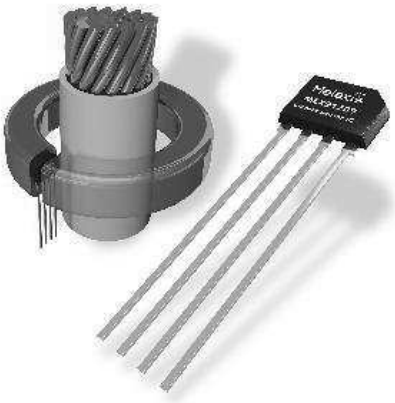


Рис.1. Измерение тока датчиком Холла

Для коммутации используется оптореле и симистор (см. рис. 2). Внутри оптореле находится светодиод и оптосимистор, рассчитанный на небольшой ток. Светодиод ИК светом действует на симистор, коммутируя его. А тот в свою очередь коммутирует большой симистор, рассчитанный уже на более значительные токи (до 16 А).

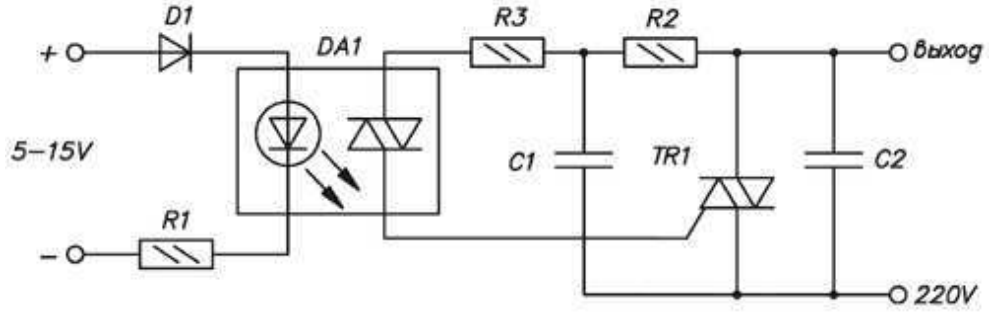


Рис. 2. Силовая коммутационная часть

Разработанное в Томском политехническом университете устройство отключения неприоритетной нагрузки (см. рис. 3) имеет следующие преимущества:

1. Питающий кабель, которым подключена приоритетная нагрузка, гальванически развязан от измерительных цепей и пропускается через устройство, аналогичное по принципу трансформатору тока, что исключает возможность выгорания контактов приоритетной нагрузки. Сечение фазного провода может варьироваться в широком диапазоне и не должно превышать 300мм^2. Таким образом, сохраняется целостность питающего кабеля.

2. Устройство имеет микропроцессорное управление, LCD-экран, и кнопки выбора порога и очередности отключения каждой из неприоритетных нагрузок. Также имеются светодиодные индикаторы для каждой из 12 нагрузок. Все установленные пользователем настройки хранятся в энергонезависимой памяти микроконтроллера.

Рис. 3. Реле отключения неприоритетной нагрузки в собранном щите автоматики внизу слева (частный дом, пос. Росинка)

3. Устройство предусматривает возможность подключения до 4-х неприоритетных нагрузок на каждую фазу (всего 12 нагрузок). При этом алгоритм работы устройства позволяет отключать и подключать их по отдельности, чтобы суммарный ток не превышал порогового тока отключения. Пользователь самостоятельно устанавливает очередность подключения/отключения нагрузок, т.е. уровень приоритета.

4. На LCD-экране отображается текущее значение потребляемого тока по каждой фазе (0—100.0 А, дискретность 0.5 А). Порог отключения неприоритетных нагрузок устанавливается с дискретностью 1 А.

Результаты работы. Для коммерциализации разработки в декабре 2013 года при Томском политехническом университете было создано ООО «ЭКОЛАН». Первая пробная

поставка разработанных устройств отключения неприоритетной нагрузки была осуществлена в феврале 2014 г. Заказчиком продукции выступала компания ООО «ПСО Инжиниринг» (г. Челябинск). В результате были достигнуты договоренности о постоянных поставках разработанных реле отключения неприоритетных нагрузок в ООО «ПСО Инжиниринг». На сегодняшний день в Томской, Новосибирской и Кемеровской областях уже установлено более 30 устройств отключения неприоритетной нагрузки производства ООО «ЭКОЛАН».

Лиичный вклад в работе.

Участвовал в разработке алгоритма работы реле, а также занимался программированием микроконтроллеров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Мобильное устройство адресного управления неприоритетной нагрузкой: пат. 119182 Рос. Федерация N 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. N 23 (II ч.). 3с.
2. Устройство отключения неприоритетных цепей Legrand 03813 URL: http://elmaks.ru/page_23.html (дата обращения 10.10.2014)
3. Реле отключения неприоритетных нагрузок CDS 15913 URL: http://www.electricline.ru/catalog/SE/zeleo%20control/15913.pdf(дата обращения 10.10.2014)

ВЫПОЛНЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАСПОЗНАВАНИЯ РЕЖИМОВ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

В.В. Можжухина
Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина

При осуществлении дистанционной защиты (ДЗ) возникают значительные трудности в обеспечении требуемой чувствительности к коротким замыканиям (КЗ) в зоне резервирования: за трансформаторами ответвлений, или на стороне низшего напряжения (НН) автотрансформатора (АТ). Это определяется в первую очередь тем, что на замер сопротивления измерительного органа (ИО) ДЗ влияет подпитка с противоположной стороны защищаемого объекта. Кроме того, измерительный орган сопротивления (ИОС) должен быть отстроен от максимального нагрузочного режима.

Описание алгоритма работы предлагаемой ДЗ

Для повышения чувствительности ДЗ трехконцевого объекта к коротким замыканиям на стороне низшего напряжения трансформатора предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на сумму токов двух питающих сторон элемента и напряжение одной из сторон, математически смещенное к точке подключения третьей стороны элемента.

Специальное выполнение дистанционной защиты (ДЗ) предлагается для линий с ответвлениями напряжением 110 – 220 кВ [1], на которых в качестве основной защиты используется продольная дифференциальная токовая защита (ДЗЛ). В каждом из терминалов ДЗЛ (рисунок 1) имеется информация о токе через защиту, токе противоположного конца линии, их сумма, а также напряжение на шинах в месте установки защиты ($\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$, ($\dot{I}_1 + \dot{I}_2$) и $\dot{U}_ш$).

Дополнительной ИОС включается на напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, компенсированное падением напряжения на сопротивлении участка

линии до ответвления, и сумму токов питающих концов линии. Для защиты 1 замер сопротивления в этом случае определяется выражением:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ш1} - \dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\dot{U}_{ш1}$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, $\underline{Z}_1$ – сопротивление участка линии до ответвления, $\dot{I}_1$ – ток в линии со стороны установки защиты, $\dot{I}_2$ – ток противоположного конца линии.

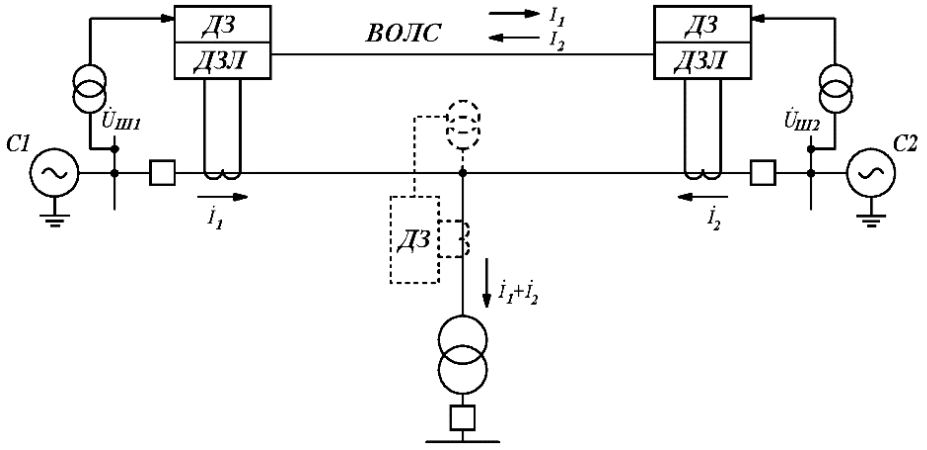


Рис.1. Схема подключения ИОС ДЗ линии с ответвлением

При выполнении ДЗ автотрансформатора (рисунок 2) к дополнительному ИО сопротивления подводится напряжение на шинах в месте установки защиты, компенсированное падением напряжения на сопротивлении обмотки соответствующей стороны автотрансформатора, и сумма токов сторон ВН и СН автотрансформатора. Замер сопротивления ДЗ стороны ВН АТ определяется следующим образом:

$$\underline{Z}_{зам} = \frac{\dot{U}_{ВН} - \dot{I}_{ВН} \cdot \underline{Z}_{ВН}}{\dot{I}_{ВН} + \dot{I}_{СН} / K_{Т\ ВН-СН}},$$

где $\dot{U}_{ВН}$ – напряжение на шинах ВН АТ, $\underline{Z}_{ВН}$ – сопротивление обмотки ВН АТ, $\dot{I}_{ВН}$ и $\dot{I}_{СН}$ – ток на стороне ВН и СН АТ, $K_{Т\ ВН-СН}$ – коэффициент трансформации автотрансформатора.

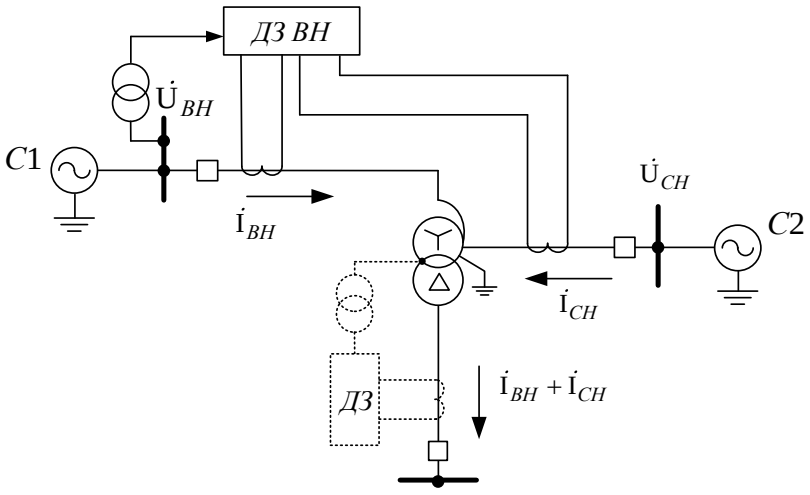


Рис. 2. Схема подключения ИОС ДЗ стороны ВН АТ

В качестве подведенных величин, как и в традиционных ИОС [2], возможно использование междуфазных напряжений и соответствующих им разностей фазных токов.

Для предлагаемого ИОС также возможно включение на фазные величины, что позволит обеспечить эффективное распознавание двухфазных КЗ на стороне НН.

Исследование работы ИОС на математических моделях

Для проверки предлагаемого алгоритма работы дополнительного реле сопротивления проведены исследования и сравнительный анализ результатов замеров сопротивления ИО, основанного на предложенном принципе, и ИО традиционного исполнения при КЗ в различных точках сети с учетом влияния различных факторов. Для этого с использованием программного комплекса Matlab/Simulink были разработаны математические модели рассматриваемого участка сети, а также математические модели предлагаемого и традиционного ИО сопротивления и комплексные математические модели системы «объект-устройство» (рисунок 3).

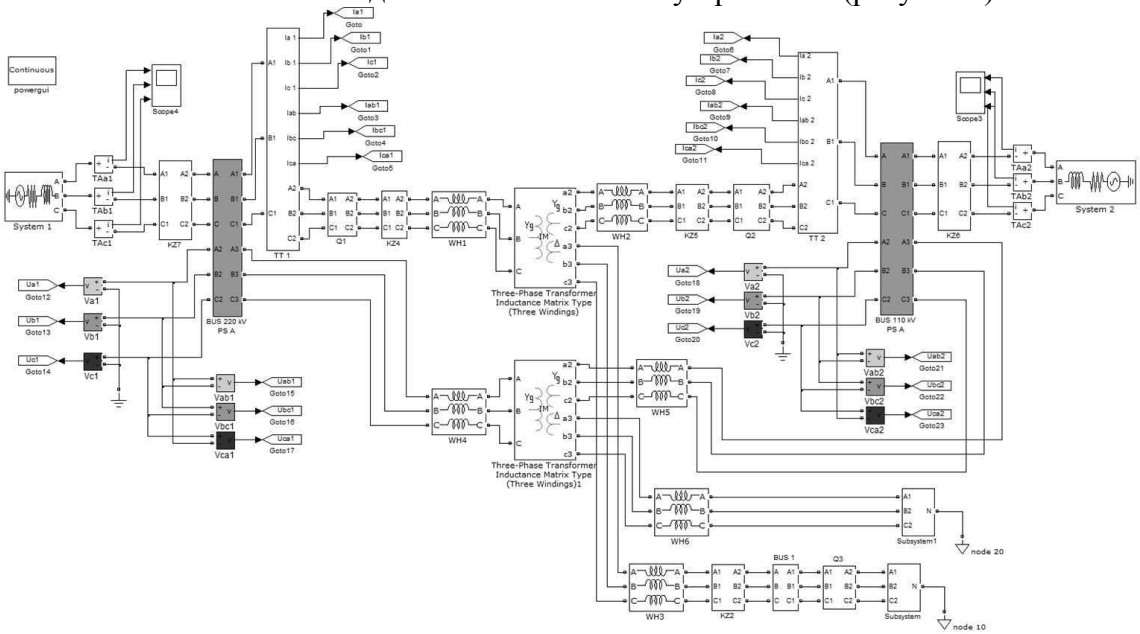


Рис. 3. Математическая модель в программном комплексе MatLab для исследования функционирования ДЗ автотрансформатора

Исследования проводились при изменении угла сдвига фаз ЭДС второй системы по отношению к первой в пределах -15° ÷ 15°, изменении отношения модулей ЭДС второй системы к первой в пределах 0,9 ÷1,1, изменении отношения мощностей систем С1 и С2 в пределах 0,25 ÷ 4,0, изменении нагрузки трансформаторов от номинальной до нулевой, переходного сопротивления в месте КЗ на стороне НН в пределах 0 ÷ 0,2 Ома, погрешности ТТ при внешних КЗ до 10%, при изменении коэффициента трансформации за счет учета РПН.

Результаты моделирования показали, что традиционные реле сопротивления во многих случаях не могут отличить нагрузочный режим от режима КЗ на стороне НН трансформаторов и автотрансформаторов.

В то же время предлагаемые дополнительные реле однозначно выявляют указанные режимы. Причем при включении реле сопротивления на фазные величины в случае двухфазных и трехфазных КЗ замер сопротивления для одного из реле оказывается одинаковым, что способствует лучшему распознаванию этих режимов.

В качестве примера на рисунке 4 и рисунке 5 приведены области замеров сопротивлений для существующих реле и предлагаемых дополнительных реле, включаемых на междуфазные или фазные величины, для трансформатора ответвления мощностью 16 МВА и одинаковых мощностях систем С1 и С2.

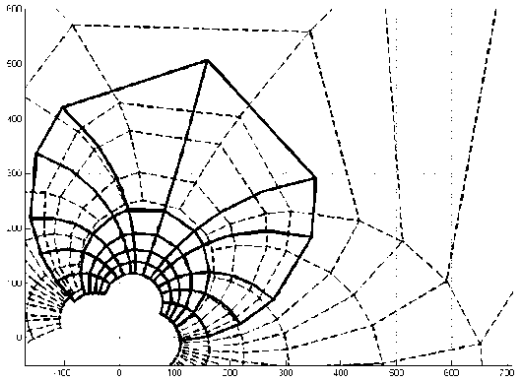


Рис. 4. Замер сопротивления традиционного ИО ДЗ линии при металлическом трехфазном КЗ за трансформатором ответвления (сплошные линии) и в нагрузочном режиме (пунктирные линии)

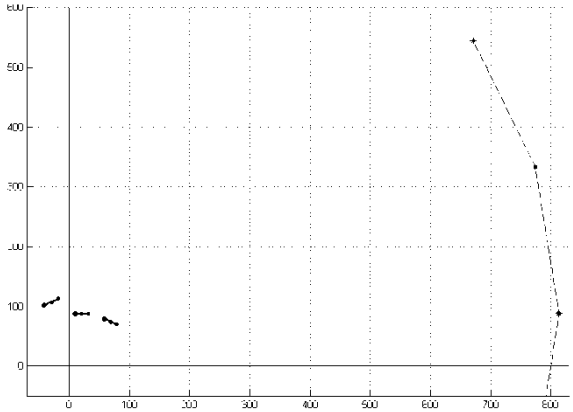


Рис. 5. Замер сопротивления предлагаемого ИО ДЗ линии при металлическом трехфазном КЗ за трансформатором ответвления (сплошные линии) и в нагрузочном режиме (пунктирные линии)

Для предлагаемого реле на линии с ответвлением проводилось также моделирование КЗ на линии, питающей трансформатор ответвления, и при КЗ на смежных линиях. Для предлагаемого ИОС АТ были рассмотрены режимы КЗ на стороне ВН и СН, а также внешних КЗ на смежных линиях. Результаты показали, что в нагрузочных режимах и при внешних КЗ в случае отсутствия погрешности ТТ замеры сопротивления оказываются значительно больше замеров при КЗ на стороне НН. А от КЗ на питающей линии можно отстроиться выбором характеристики срабатывания предлагаемого устройства. На рисунке 6 в качестве примера приведены замеры сопротивления предлагаемого реле, включенного на междуфазные величины, для линии с ответвлением и автотрансформатора.

Предлагается в качестве характеристики срабатывания использовать прямоугольник, с запасом охватывающий замеры сопротивления при КЗ на стороне НН. Естественно, что сопротивление трансформатора ответвления и автотрансформатора, должно рассчитываться с учетом РПН.

Еще меньшее отклонение в замере сопротивления при КЗ на стороне НН будет при использовании фазных величин. В этом случае характеристика срабатывания должна с запасом охватывать только точки 1 и 2 на рисунке 6.

При использовании традиционных трансформаторов тока при КЗ возможно их насыщение, что приводит к искажению замера сопротивления. Для оценки влияния погрешности ТТ, проведено моделирование функционирования предлагаемых защит при внешних КЗ и погрешности ТТ, достигающей 10%. При определенных условиях замер сопротивления может оказаться в области срабатывания, как показано на рисунке 6. При внешних КЗ в конце защищаемой линии, это можно считать допустимым, поскольку защиты согласуются по времени. Несрабатывание предлагаемого ИО при внешних КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты можно обеспечить либо путем согласования по времени с резервными защитами «за спиной», либо путем блокировки в этих режимах.

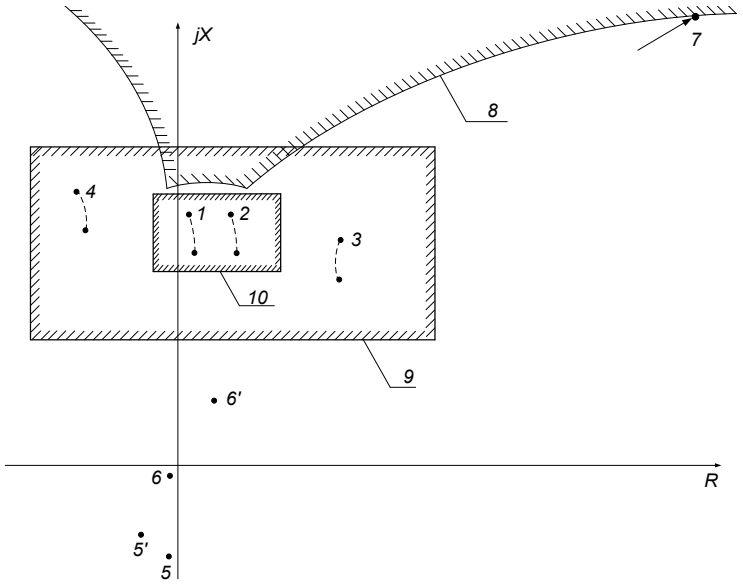


Рис. 6. Замер сопротивления предлагаемого ИО ДЗ линии с ответвлением и АТ при КЗ в различных точках схемы: 1 – при металлическом КЗ$^{(3)}$ на стороне НН трансформатора ответвления и АТ (при максимальном и минимальном положении РПН); 2 – при КЗ$^{(3)}$ через R*нер* на стороне НН; 3 и 4 – при КЗ$^{(2)}$ через R*нер* на стороне НН для двух реле; 5 – при металлическом КЗ$^{(3)}$ на стороне ВН АТ; 5’ – при металлическом КЗ$^{(3)}$ в начале линии с ответвлением; 6 – при металлическом КЗ$^{(3)}$ на стороне СН АТ; 6’ – при металлическом КЗ$^{(3)}$ в конце линии с ответвлением; 7 – при внешних КЗ$^{(3)}$ без погрешности ТТ и в нагрузочном режиме работы; 8 – область замеров сопротивления при внешних КЗ при погрешности ТТ до 10%; 9 – характеристика срабатывания реле с включением на междуфазные величины; 10 – характеристика срабатывания реле с включением на фазные величины.

Результаты и выводы

Для действия при КЗ за трансформатором ответвления предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на напряжение на шинах, компенсированное падением напряжения от тока на сопротивлении участка линии до ответвления, и сумму токов по концам линии.

Для действия при КЗ на стороне НН автотрансформатора предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на напряжение стороны ВН АТ, компенсированное падением напряжения от тока стороны ВН на сопротивлении стороны ВН АТ, и сумму токов сторон ВН И СН, приведенных к стороне ВН.

С целью повышения распознавания режимов двухфазных КЗ на стороне НН дополнительное реле предлагается включать на фазные напряжения и токи.

При КЗ на стороне НН дополнительное ИО сопротивления оказывается как бы включенным в сеть с односторонним питанием, где отсутствует загрубляющее защиту влияние подпитки от противоположной системы и перетока мощности по линии или автотрансформатору. Поэтому чувствительность предлагаемой защиты оказывается значительно выше, чем существующей защиты.

Для обеспечения несрабатывания в режимах без КЗ для предлагаемого реле сопротивления линии с ответвлением достаточно обеспечить отстройку от сопротивления нагрузки только трансформатора ответвления, а не от перетока мощности по линии. Для дополнительного реле сопротивления автотрансформатора достаточно обеспечить отстройку только от сопротивления нагрузки стороны НН. Это позволяет значительно улучшить отстроенность от нагрузочных режимов.

С использованием программного комплекса Matlab/Simulink разработаны математические модели дополнительных реле, основанные на выделении первой гармоники тока и напряжения, вычислении замера сопротивления по предлагаемым алгоритмам и сравнении его с предложенной характеристикой срабатывания, а также комплексные математические модели

системы «защищаемый объект-устройство». Проведенные на математических моделях испытания показали возможность выполнения предложенных измерительных органов сопротивления и эффективность распознавания ими режимов внутренних и внешних КЗ и режимов без КЗ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7: Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М. – Л.: Энергия, 1966.

Научный руководитель: Л.М. Колесов, к.т.н., доцент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ В ОАО «СО ЕЭС» СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЕЭС РОССИИ ПО ДАННЫМ СМПР

О.Л. Опалев, А.В. Жуков, Д.М. Дубинин, Д.Н. Уткин
ОАО«Системный оператор Единой энергетической системы»

ВВЕДЕНИЕ

Мировая практика подтверждает тот факт, что низкочастотным колебаниям (НЧК, англ. LowFrequencyOscillation, LFO) параметров электроэнергетического режима (ПЭР) подвержены как радиальные энергосистемы с протяженными слабыми связями, например, Канады, Австралии и Бразилии, так и небольшие кольцевые энергосистемы, например, Исландии, и высококонцентрированные энергосистемы, например, континентальной Европы. Наиболее негативным последствием слабо демпфированных колебаний является нарушение колебательной устойчивости энергосистемы, приводящее к крупной системной аварии (блэкауту). Именно такой характер носил широкоизвестный блэкаут в западно-американской энергосистеме, произошедший 10 августа 1996г. [1].

Проблематика анализа низкочастотных колебаний охватывает целый комплекс задач, начиная с идентификации НЧК, мониторинга колебательной устойчивости, верификации цифровых моделей энергосистем на основе модальных характеристик и заканчивая адаптивным управлением режимом энергосистемы в целях повышения демпферных свойств через настройку параметров регулирования АРВ синхронных генераторов электростанций, вставок и электропередач постоянного тока, средств компенсации реактивной мощности, а также управляемых элементов на базе силовой электроники (FACTS).

ОАО «СО ЕЭС» с 2006 г. ведет исследовательские работы по данному направлению, а в 2013 г. инициировало разработку ПО автоматического мониторинга низкочастотных колебаний в режиме реального времени (МНЧК) [2]. Данное ПО предназначено для своевременной идентификации наиболее опасных зон и транзитов колебаний, предоставления исчерпывающей информации о текущих параметрах колебаний в удобной визуальной форме и проведения статистического анализа изменения спектральных свойств ЕЭС России. ПО МНЧК является Приложением к Автоматической системе сбора информации от регистраторов СМПР (АС СИ СМПР), российскому аналогу системы синхронизированных векторных измерений, обладающей необходимыми преимуществами по скорости доставки данных телеметрии, дискретности и синхронизированности измерений.

Алгоритмически разрабатываемая система МНЧК опирается на сингулярный спектральный анализ Прони и модальную декомпозицию EMD (Empirical Mode Decomposition). Ключевым звеном системы является блок идентификации доминантных мод

колебаний параметров электроэнергетического режима, для реализации которого разработан и апробирован алгоритм ранжирования мод по энергии.

В качестве практических результатов работы представлены результаты расчета модального состава НЧК в ЕЭС России.

ПРИНЦИП РАБОТЫ СИСТЕМЫ МНЧК

Основной принцип работы системы МНЧК состоит в непрерывном мониторинге спектральных свойств ПЭР как в нормальных, так и аварийных режимах работы энергосистемы. При таком подходе обеспечивается постоянный контроль уровня НЧК, в том числе выявление межзональных низкочастотных колебаний мощности в целях принятия мер по снижению ограничений объемов передачи электроэнергии по транзитам и раннее обнаружение опасных нарастающих колебаний.

Разрабатываемое ПО МНЧК имеет многомодульную структуру, представленную на рис. 1, и развитый функционал:

- Предварительная обработка входных данных: контроль выбросов и пропусков в данных, удаление трендовой составляющей, фильтрация данных. В качестве входных данных могут использоваться любые параметры электрического режима, предоставляемые АС СИ СМПР.

- Спектральный анализ ПЭР, прошедших предварительную обработку, по методу сингулярного анализа Прони, основанному на представлении аппроксимации исследуемого процесса детерминированной экспоненциальной моделью.

- Идентификация доминантных мод колебаний ПЭР. Для реализации данного ключевого звена системы в ОАО «СО ЕЭС» разработан и апробирован на реальных данных СМПР алгоритм ранжирования модальных составляющих сигнала по энергии и перманентности;

- Сигнализация при обнаружении доминантных мод с высокой энергией и положительным по величине коэффициентом демпфирования, поскольку такая ситуация может привести к нарушению колебательной устойчивости и системным авариям.

- Модальный анализ ПЭР с выделением доминантных мод НЧК на основе декомпозиции на эмпирические моды EMD. Для решения проблем концевых эффектов смешения близких мод и влияния измерительных шумов применяются алгоритмы модификации EMD – метод коррекции концевых эффектов, процедура отсеивания по локальным «центроидам» [3], метод частотных гетеродинов [4], метод многократного добавления шумового сигнала [5].

- Определение параметров доминантных мод НЧК (частоты, амплитуды, фазы, нормированного коэффициента демпфирования моды) на основе классического преобразования Гилберта (с расчетом через прямое и обратное преобразования Фурье) и его модификаций.

- Корреляционный анализ доминантных мод НЧК с оценкой распространенности моды по энергосистеме при учете относительной фазы мод и электрической близости энергообъектов, на которых наблюдаются рассматриваемые моды. Градация колебаний по территориальному расположению (агрегатные, межмашинные, локальные, межзональные) и по фазе колебаний (синфазные, противофазные). Реализация данных функций возможна благодаря тому, что векторные данные СМПР синхронизированы по времени через сигналы глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС и GPS.

- Определение роли и степени участия генераторов (станций) в демпфировании НЧК, установление направлений распространения НЧК (алгоритмы находятся в разработке).

- Идентификация перманентных доминантных мод НЧК и формирование сигналов оповещения при приближении данных мод к границе области колебательной устойчивости.

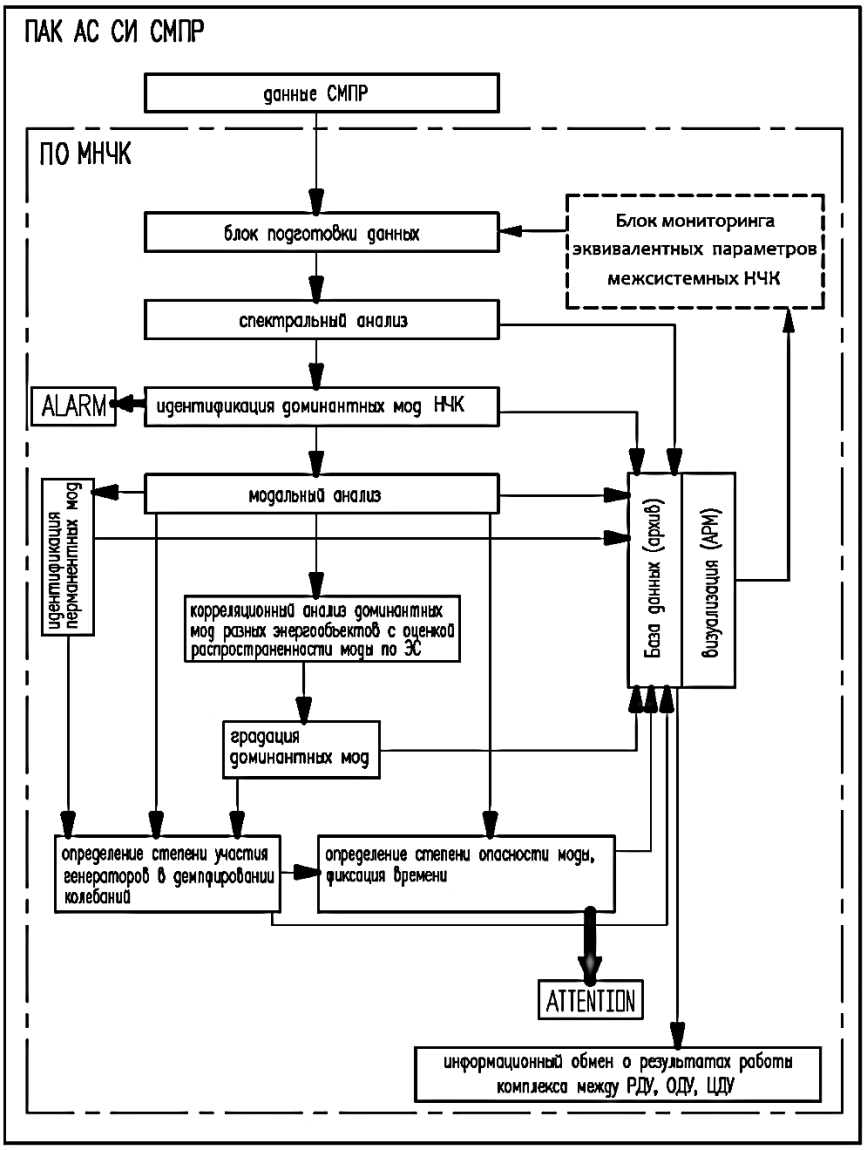


Рис. 1. Блок-схема работы ПО МНЧК

Особенностью данной архитектуры системы является наличие двойного контроляуровня колебательной устойчивости – «быстрый» и «точный»: в блоке идентификации доминантных мод производится расчет коэффициентов демпфирования с минимальной задержкой относительно времени регистрации ПЭР, а в блоке определения степени опасности сделан акцент на слежение за уровнем демпфирования перманентных мод с градацией этих мод по зонам устойчивости (безопасная зона, зона предупреждения, зона повышенного внимания).

В системе МНЧК планируется организация информационного обмена о результатах работы комплекса между уровнями диспетчерской иерархии РДУ – ОДУ - ЦДУ в заданном технологом объеме. В перспективе предполагается транспортировка существенной части функционала МНЧК на уровень концентраторов векторных данных (Phasor Data Concentrator, PDC), что позволит реализовать локальный (станционный) и зональный контроль колебаний ПЭР.

Для наглядного представления оперативно-диспетчерскому и технологическому персоналу результатов расчетных задач, ситуационной осведомленности диспетчера и повышения оперативности принятия решений разрабатывается развитая визуализация процесса мониторинга НЧК, прототипы которой представлены на рис. 2 и 3.

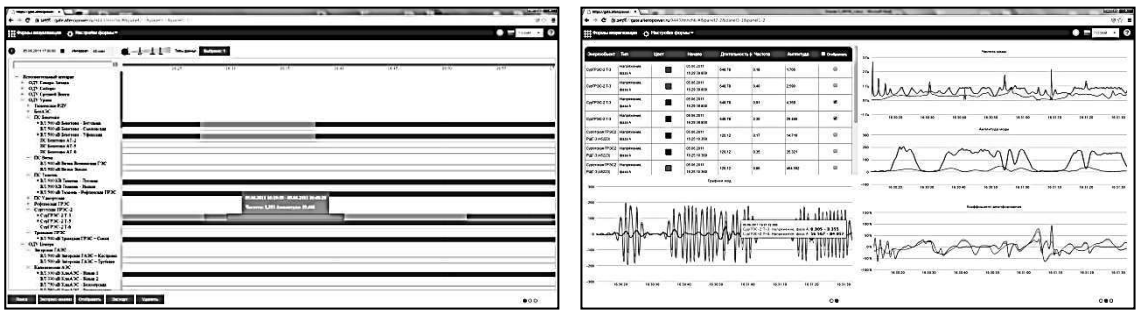


Рис. 2. Идентификация доминантных мод НЧК, модальный анализ доминантных мод

В качестве отдельного блока реализуется мониторинг эквивалентных параметров межсистемных НЧК, основными функциями которого являются определение зон колебаний и визуализация изменения эквивалентных параметров межсистемных НЧК, мониторинг уровня НЧК в контролируемых сечениях электрической сети и межзональных сечениях, а также выполнение статистического анализа поведения межсистемных НЧК.

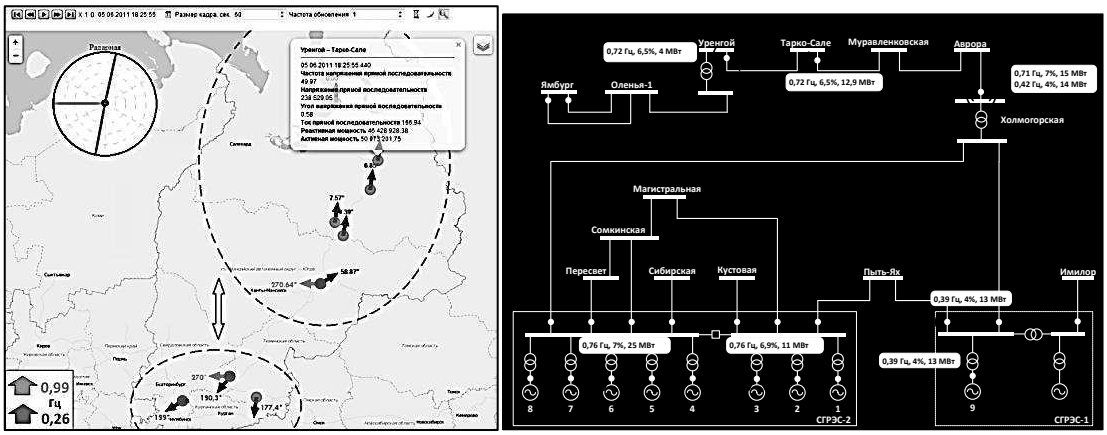


Рис. 3. Географическое положение и формы мод, отображение НЧК на мнемосхеме сети

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

На базе созданной в ОАО «СО ЕЭС» АС СИ СМПР ведется автоматический сбор данных нормальных и аварийных режимов работы энергосистемы с регистраторов СМПР в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» в режимах on-line и off-line. Анализ получаемой информации позволил провести масштабную работу по определению модального состава НЧК ЕЭС России. Помимо локальных мод НЧК выявлены системные колебания, охватывающие ряд операционных зон Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и представленные на рис. 4. Наиболее широко распространены моды с частотами 0.4, 0.994 и 2.77 Гц, наблюдаемые во всей энергосистеме за исключением операционных зон Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга и ОДУ Востока. Важным результатом мониторинга является идентификация НЧК на крупных транзитах мощности ЕЭС России с амплитудами, достигающими 15-20 МВт.

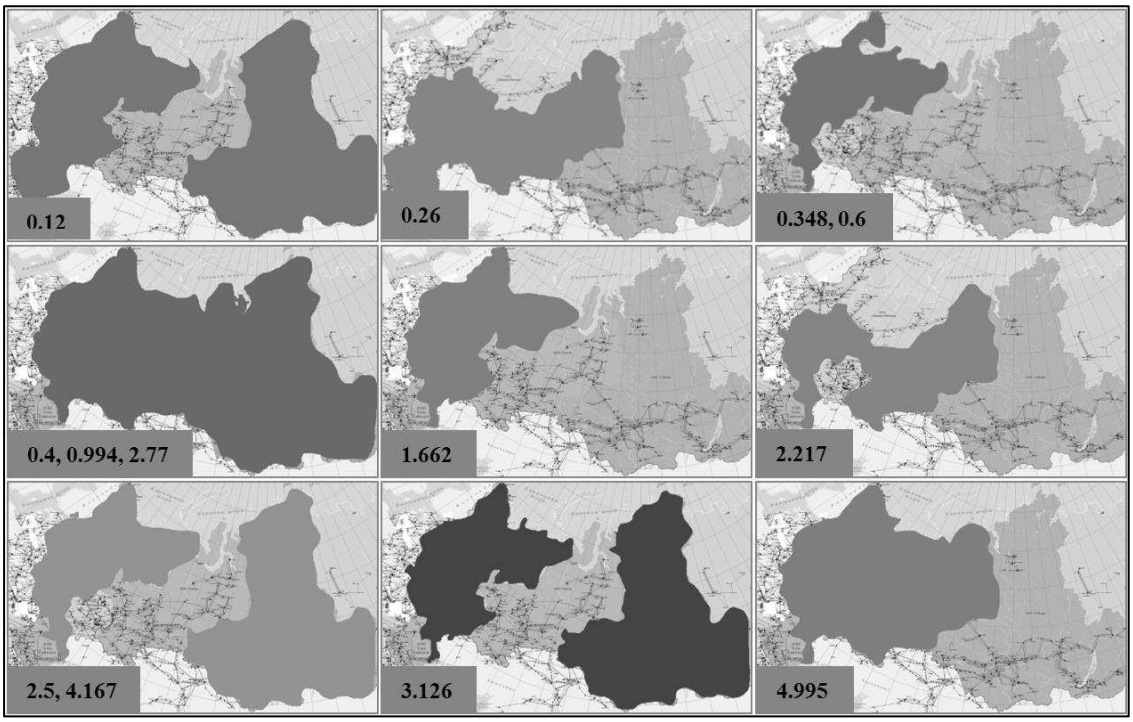


Рис. 4. Распространение межсистемных мод НЧК по операционным зонам Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ

В качестве результатов спектрального анализа ПЭР по данных СМПР на рис. 5 представлены суточная спектрограмма частоты Кольской АЭС в диапазоне 0-5 Гц, на которой выделяются цветовой закраской доминантные моды низкочастотных колебаний, спектрограмма синхронных качаний энергоблоков Сургутской ГРЭС-2 (05.06.2011 16:24-16:34) и спектрограмма в диапазоне 0-25 Гц перетока активной мощности по ВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая 2, отражающая влияние нагрузки на спектральные свойства параметров электрического режима.

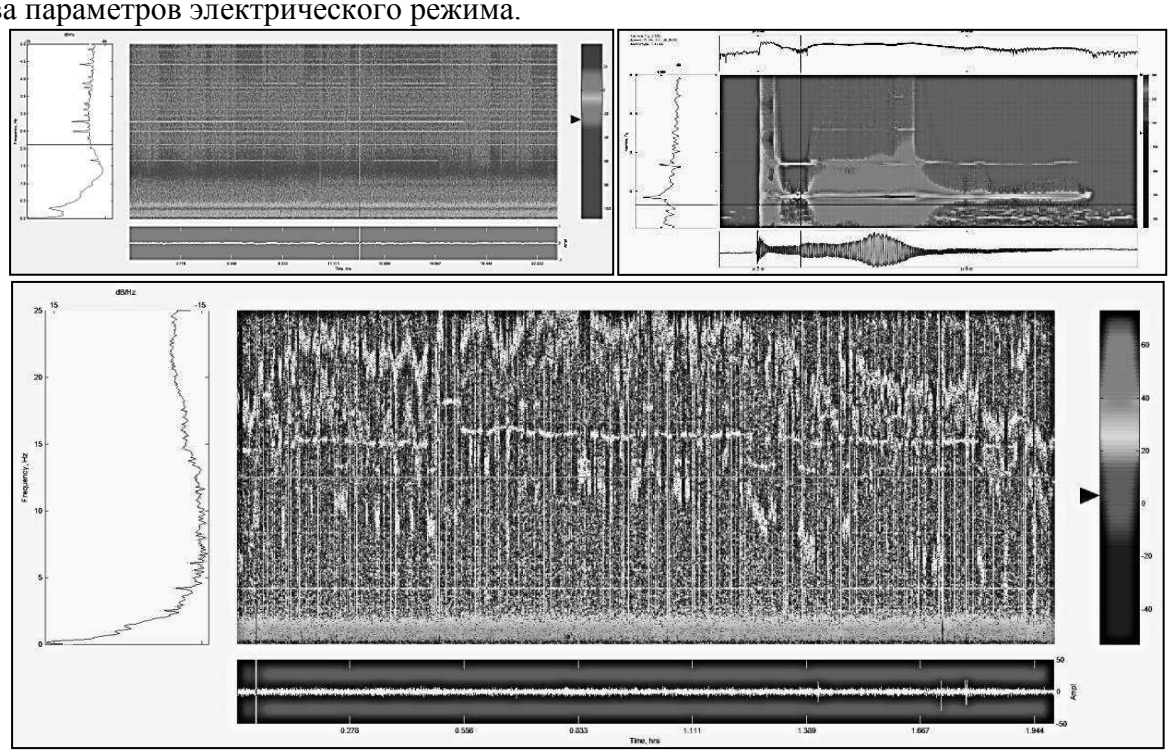


Рис. 5. Спектрограммы частоты электрического тока и активной мощности сети в ЕЭС России

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Следующим шагом в развитии функционала создаваемой системы МНЧК является разработка и реализация алгоритмов определения роли и степени участия генераторов в демпфировании НЧК, установления направлений распространения НЧК. Данная информация позволит проводить направленную коррекцию параметров регулирования АРВ синхронных генераторов электростанций с наибольшими коэффициентами влияния на конкретную доминантную моду.

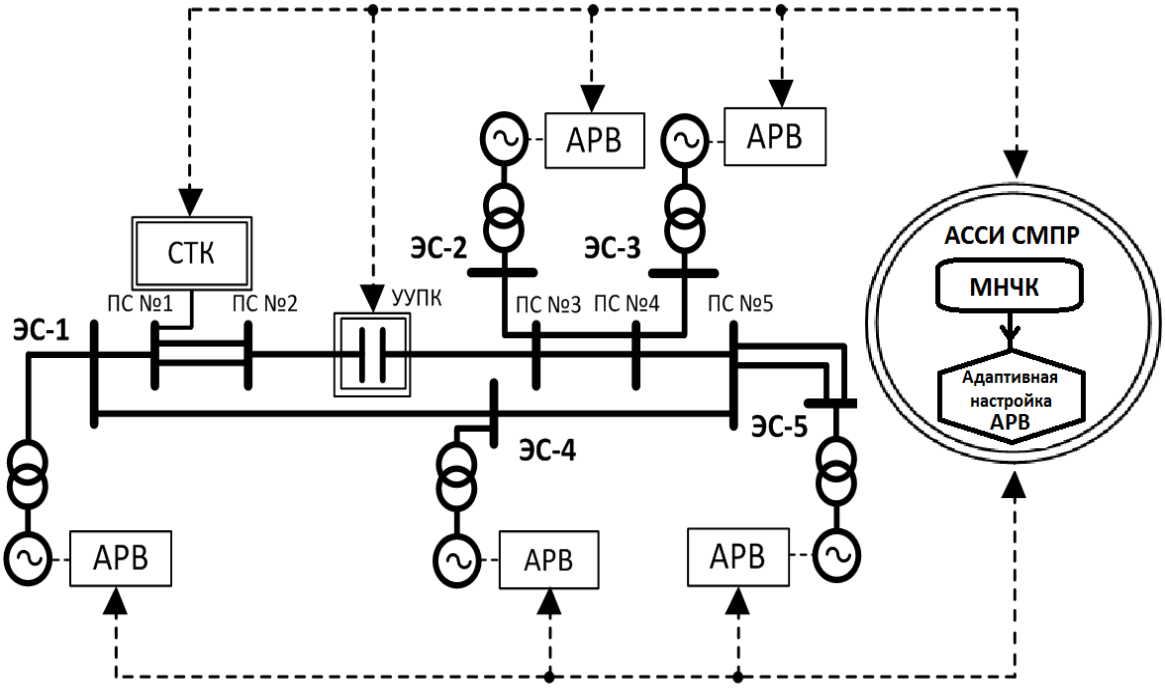


Рис. 6. Принципиальная схема адаптивной к уровню НЧК настройки АРВ

Более далекой перспективой является создание локальных и централизованных систем управления АРВ генераторов, адаптивных к изменению демпферных свойств энергосистемы [6] (рис. 6), а также автоматическая верификация расчетных моделей на основе сравнения модальных характеристик цифровой модели энергосистемы и доминантных мод НЧК ПЭР по реальным измерениям СМПР.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Kosterev D.N., Taylor C.W., Mittelstadt W. Model validation for the august 10, 1996 WSCC system outage. // IEEE Transactions on Power Systems. 1999. №14(3). P. 967-979.

2. Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Опалев О.Л. Развитие Системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России. Обзор задач мониторинга и управления. // Релейщик. 2013. № 2.

3. Hong H., Wang X., Tao Z., Du S. Centroid-based sifting for empirical mode decomposition. // Journal of Zhejiang University-SCIENCE C (Computers & Electronics). 2011. №12.

4. Yang D.C., Rehtanz C., Li. Y. Analysis of Low Frequency Oscillations Using Improved Hilbert-Huang Transform. // International Conference on Power System Technology. 2010.

5. Torres M. E., Colominas M. A., Schlotthauer G. and Flandrin P. A Complete Ensemble Empirical Mode Decomposition with Adaptive Noise. // IEEE Ann. Int. Conf. on Acoustics, Speech and Signal Processing ICASSP'11. P. 4144-4147.

6. Korba P., Knazkins V., Larsson M. Power system stabilizer with synchronized phasor measurements. // 17th Power Systems Computation Conference. Stockholm Sweden. 2011.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

В.И. Нагай
РАЗРАБОТКИ ШКОЛЫ ПРОФЕССОРА А.Д ДРОЗДОВА В ОБЛАСТИ ДИАГНОСТИКИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 7

А.В. Гофман, А.О. Егоров, П.М. Ерохин, Ю.А. Куликов, С.П. Чеклецова
АСПЕКТЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ОРИЕНТАЦИИ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТОВ-ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОВ 18

А.В. Хлебов, О.Э. Хоштария
ПОДГОТОВКА СПЕЦИАЛИСТОВ-ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКОВ: ТАНДЕМ ВУЗА И РАБОТОДАТЕЛЯ 25

А.С. Королев
ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ОПЕРАТОР ДЛЯ СТУДЕНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ 28

МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

М.А. Пичугова, Л.В. Толстихина
ПОСТРОЕНИЕ ОБЛАСТИ ОПТИМАЛЬНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГИДРОАГРЕГАТА ПРИ ДВУХКРИТЕРИАЛЬНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ 32

Н.Л. Бацева, А.В. Панкратов, А.С. Тавлинцев, О.Ю. Малоземова
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОЛИНОМОВ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ 36

А.А. Россихин, Л.В. Толстихина
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛАБОРАТОРИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ В РЕЖИМНОМ ТРЕНАЖЁРЕ ДИСПЕТЧЕРА 41

Т.Ф. Махмудов
ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ РЕГУЛИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА БАЗЕ ТЕОРИИ ВЛОЖЕНИЯ 45

И.С. Супрунов
ПРИМЕНЕНИЕ СУХИХ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕГРУЗОК ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ 49

П.Л. Воронов
ФОРМИРОВАНИЕ ЭКВИВАЛЕНЫХ СХЕМ РЕШЕНИЯ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И РАСЧЕТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ЧАСТЯМ 53

М.С. Балабанов, Е.М. Баранова
ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ FACTS УСТРОЙСТВ 57

А.А. Суворов
ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ УПРАВЛЯЕМОГО ШУНТИРУЮЩЕГО РЕАКТОРА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ПРОЕКТИРУЕМОМ ЭНЕРГОРАЙОНЕ ОЭС ВОСТОК 61

В.В. Давыдов, П.М. Ерохин, М.А. Прудов
ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПАСА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ 66

А.Р. Трачук, В.П. Розен
АНАЛИЗ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ 70

Д.А. Мисулин, О.В. Газизова
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОБАЛАНСА КОКСОХИМИЧЕСКОГО ПРОИЗВОДСТВА НА ПРИМЕРЕ КРУПНОГО МЕТАЛЛУГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ 74

М.В. Андреев, А.С. Гусев, В.А. Сулайманова
МОДЕЛИРОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ В ГИБРИДНОМ МОДЕЛИРУЮЩЕМ КОМПЛЕКСЕ 76

Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, В.С. Чудный
РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ ДЛЯ РАСЧЁТА БАЛАНСОВОЙ НАДЁЖНОСТИ 80

А.А.Комухов
УПРАВЛЯЕМОЕ УСТРОЙСТВО ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ 84

С.А. Степанов
ИССЛЕДОВАНИЕ СХОДИМОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 88

А.В. Малафеев, Е.С. Ищенко
РАЗВИТИЕ МЕТОДА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЯ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ 93

А. С. Засыпкин (мл.), А. Д. Тетерин, А. Н. Щуров
УПРАВЛЕНИЕ ПЛАВКОЙ ГОЛОЛЁДА НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПОВТОРНО-КРАТКОВРЕМЕННОМ РЕЖИМЕ 97

Н.В. Герасимов, В.Г. Гольдштейн, Т.П. Нагний, Е.А. Молочников
ПРИМЕНЕНИЕ СВЕРХПРОВОДНИКОВЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СОСТАВЕ КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ 101

Д.А. Барсуков, С.М. Волков
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ТАНГЕНСА УГЛА МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ 107

А.А. Николаев, Г.П. Корнилов, И.А. Ложкин, В.В. Анохин
ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ЗА СЧЁТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СТАТИЧЕСКОГО ТИРИСТОРНОГО КОМПЕНСАТОРА В СОСТАВЕ СВЕРХМОЩНОЙ ДУГОВОЙ СТАЛЕПЛАВИЛЬНОЙ ПЕЧИ 111

К.А.Пушков, О.М.Грунин, И.Ф.Суворов
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ АНАЛИЗА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ 115

А.Н. Висящев, А.С. Селезнев, С.А. Кондрат
НОРМАЛИЗАЦИЯ НЕСИНУСОИДАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ 118

К.А. Сидоров
ОЦЕНКА АБСОЛЮТНОЙ ПОГРЕШНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСАХ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ 123

Н.Е. Палухин
EFFICIENT APPLICATIONS OF NANOTECHNOLOGIES IN THE ENERGY SECTOR 126

О.В. Гуриков
УПРОЩЕННАЯ МОДЕЛЬ БЕСЩЕТОЧНОЙ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ С ОГРАНИЧИТЕЛЯМИ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И РАССМОТРЕНИЕ ПРИНЯТЫХ ДОПУЩЕНИЙ 129

К.А. Токарь, А.Н. Андреев
УПРАВЛЯЕМАЯ ПЕРЕДАЧА ПОСТОЯННОГО ТОКА КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ШУНТИРУЮЩЕЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА 134

М.А. Шалагина, Л.В. Толстихина
УПРАВЛЯЕМЫЙ ШУНТИРУЮЩИЙ РЕАКТОР КАК СРЕДСТВО СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ОАО «ТЫВАЭНЕРГО» 137

Н.Н. Денисова, Е.С. Тащилов
МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОТКАЗОВ ВЛ 110 КВ ПЕНЗЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 142

К.В. Суслов, Д.О. Герасимов, Н.А. Шамарова
ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕТРОАГРЕГАТА С УЧЕТОМ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИКТИСТИК 144

Е.С. Тащилов, Н.Н. Денисова
ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТОВ ВЛ 110 КВ ПЕНЗЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 147

Н.Н. Солонина, К.В. Суслов, З.В. Солонина
К ВОПРОСУ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 150

Б.Г. Булатов, М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕДАЧ И ВСТАВОК ПОСТОЯННОГО ТОКА НА БАЗЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ПРОГРАММАХ РАСЧЕТА ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 154

А.В. Шарыгин, А.В. Махт
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕТОКАМИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 158

А.А. Нестеров, А.В. Нестеров, С.В. Нестеров
ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ДИСКРЕТНЫХ САУ ЭЛЕКТРО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ ПО КРИТЕРИЮ ШУРА-КОНА В MATLAB 161

Баласим М. Аль-Зихери, И.И. Надтока
КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ АДАПТИВНОЙ НЕЙРО-НЕЧЕТКОЙ СЕТИ 164

А.С. Карпов
МОДЕЛИРОВАНИЕ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ В ОБМОТКАХ УПРАВЛЯЕМЫХ ПОДМАГНИЧИВАНИЕМ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ 167

Е.С. Съёмщиков, А.М. Глазунова
ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ 171

Ю.П. Загайнова, А.П. Шубенкина
ПРИМЕНЕНИЕ ГИБКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ 175

О.С.Возисова, А.В.Трембач, Д.А.Фирсова
КОНСТРУКТОР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ SIEMENS 3APIDT-145kV 181

Г.С. Шабалин, П.В. Чусовитин, А.В. Паздерин, В.А. Тащилин
ПРИМЕНЕНИЕ КВАДРАТИЧНОЙ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ДЛЯ НАХОЖДЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 185

Е.А. Кротков, Д.А. Ежова, В.Е. Семин
ИССЛЕДОВАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКНАГРУЗОК ПО НАПРЯЖЕНИЮ РЕГИОНАЛЬНОЙЭНЕРГОСИСТЕМЫ 189

А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин
АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 193

Е.А. Бучинский
ТРЕХФАЗНОЕ ЛИНЕЙНОЕ ОЦЕНИВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ 197

С.М. Алакулов, А.А. Давидян, А.Р. Напсо
АНАЛИЗ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЛ 110-330 КВ В ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЕ СЕВЕРОКАВКАЗСКОГО РДУ 202

М.Ю. Чукреев
СОПОСТАВЛЕНИЕ АЛГОРИТМОВ АГРЕГИРОВАНИЯ НАБОРА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ 205

А.И. Юлдашева, А.В. Малафеев
ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ И УЩЕРБА ОТ НЕНАДЕЖНОСТИ ДЛЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ 210

М.В. Одинцов, Н.В. Коровкин, Д.А. Акимов
ОПТИМИЗАЦИЯ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО НЕСКОЛЬКИМ КРИТЕРИЯМ КАЧЕСТВА 214

А.В. Тихонов
АЛГОРИТМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ТИРИСТОРНЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС 218

П.В. Валь, Д.Ю. Карандеев
ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРАТКОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА НА ОСНОВЕ ПОИСКА ПОДОБНЫХ СУТОК 223

И.С. Егоров, М.Е. Гольдштейн
ВЗАИМОСВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭЛЕМЕНТОВ БЛОКА СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР – ОБЪЕДИНЕННЫЙ РЕГУЛЯТОР ПОТОКА МОЩНОСТИ 227

Д.Н. Сапчук, С.В. Кирилин
СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ 231

А.Д. Муталов, Л.В. Колотилина, М.О. Скрипачев, А.С. Ведерников
ПРИНЦИП РАБОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЩИТОВ ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА 233

О.В. Газизова, Д.А. Мусин, А.В. Малафеев
ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ СИНХРОННЫХ И АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ВЫХОДЕ УЗЛА НА РАЗДЕЛЬНУЮ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РАБОТУ ПРИ НАЛИЧИИ РЕЗКОПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКИ 236

Д.А. Мышлянников, А.Г. Фишов
МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРУТИЗНЫ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЗЛОВ НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ ПУТЕМ АППРОКСИМАЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМАХ 240

Ндайизейе Мартин, А.Е. Усачев, Р.Г. Ильдарханов
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНФОРМАТИВНЫХ ДИАПАЗОНОВ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБМОТОК СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 245

Е.Е. Горшков, А.А. Кременсков
ВИРТУАЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ «СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С ЭЛЕМЕНТАМИ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ» 249

М.Ю. Марков
УМЕНЬШЕНИЕ ПУСКОВЫХ ТОКОВ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ С КОРОТКОЗАМКНУТЫМ РОТОРОМ 253

В.В. Гречушников
ПИТАНИЕ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ТЯГОВОЙ НАГРУЗКИ ОТ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ РЕЖИМА ИХ РАБОТ 256

Н.А. Беляев, С.В. Свечкарев, Ю.В. Хрущев
АНАЛОГО-ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ 259

К.А. Булыгин
ПРИМИНЕНИЕ ШИМ-УПРАВЛЯЕМОЙ ИНДУКТИВНОСТИ В СИСТЕМЕ КОМПЕНСАЦИИ ЁМКОСТНЫХ ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СМОЛЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ 263

Р.Т. Валиев, В. П. Обоскалов
МОДИФИКАЦИЯ АЛГОРИТМА ОБЕСПЕЧЕННОГО СПРОСА В ЗАДАЧЕ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС 266

Е.С. Аксаева
НАСТРОЙКА ПРОГРАММЫ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ РЕЗУЛЬТИРУЮЩЕГО РЕЖИМА 271

А.В. Домышев, Д.С. Крупенёв
МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМНОЙ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ 275

Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров, И.Д. Кубарьков
УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУЛЬТИАГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 280

В.В. Петров, А.А. Альмендеев
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕДЕНИЯ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УЧЕТОМ РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ 284

М.В. Волошин
РАЗВИТИЕ СИСТЕМ АРЧМ. РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГЕНЕРАЦИЕЙ 287

Ю.П. Кубарьков, Я.В. Макаров, К.А. Голубева
ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ УРОВНЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 291

П.И. Бартоломей, С.И. Семененко
РАССТАНОВКА PMU ДЛЯ УСКОРЕННЫХ РАСЧЕТОВ РЕЖИМА ЭЭС ПО КРИТЕРИЮ МИНИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ 295

Р.А. Суханов, В.С Комаров, Р.Ш. Альжанов, А.Н. Малюков
АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ, НАГРУЗОК И УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ 299

Д.А. Кретов, Д.Л. Спиридонов
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕМАГНИТНЫХ БУРЬ НА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ИХ ВОЗДЕЙСТВИЯ 302

В.С. Павлюков, С.В. Павлюков
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГНОЗА РЕЖИМНЫХ И СХЕМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ 306

К.В. Корбукова, К.Е. Горшков
ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА 496 МВА С СИСТЕМОЙ САМОВОЗБУЖДЕНИЯ ЮЖНОУРАЛЬСКОЙ ГРЭС-2 ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ 310

А.А. Куликов, С.А. Шевчук, О.М. Котов
ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПОЛУОСТРОВА КРЫМ 314

Р.П. Беков
СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННОЙ СРЕДЫ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СХЕМ И ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНОВ 318

С.А. Гусев, В.П. Обоскалов
РЕКУРСИВНЫЙ ПОДХОД К ПЕРЕБОРУ КОМБИНАЦИЙ ОДНОВРЕМЕННО ОТКАЗАВШИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ ОЦЕНКЕ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС 321

А.А. Куликов, С.А. Шевчук, С.А. Ерошенко
ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА WOLFRAM MATHEMATICA В ЗАДАЧАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ 324

С.В. Беляев, А.В. Малафеев
УЧЕТ УСЛОВИЯ СОВМЕСТИМОСТИ РЕМОНТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВЕТВЕЙ И ГРАНИЦ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ГРАФИКА РЕМОНТОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 328

И.А. Поляков
ВЛИЯНИЕ ВНЕШНИХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ОБЛАСТЬ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЙ 331

К.С. Аверьянова, В.П. Степанов, Р.Ф. Идиатулин
ИССЛЕДОВАНИЕ СЛУЧАЙНЫХ ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ВЫСОКОВОЛЬТНЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 335

В.А. Агапов
МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА 340

О.С. Возисова, А.С. Казанцев, Д.А. Фирсова
КОНСТРУКТОР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ABB CPB245 / CPB550 344

К.А. Христофариди, Д.А. Костюков, К.А. Костюков
ПАССИВНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЕМ С ПОМОЩЬЮ ЗАМЕНЫ ПРОВОДА «АС» НА «AERO-Z» 348

Д.И. Близнюк, П.Ю. Банных, А.И. Хальясмаа
ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧЕТЫРЁХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ В РОССИИ 351

С.В. Петровский, П.А. Николаев
МОДЕЛИРОВАНИЕЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОМЕХ ПРИ РАБОТЕ СИСТЕМЫ ЗАЖИГАНИЯ АВТОМОБИЛЯ 355

А.С. Тавлинцев, М.Е. Шорикова
ВЛИЯНИЕ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ФОРМУ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ ПО НАПРЯЖЕНИЮ 359

Л.А. Семенова, В.В. Лямзин, А.А. Мавлюкешев
ВЫБОР ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ 362

В.Д. Лебедев, Е.С. Зайцев
МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ПОМОЩЬЮ ПРИЛОЖЕНИЯ «COMSOLWITHMATLAB» 365

П. Ю. Елсуков
ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРНОЙ МОДЕЛИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ 369

П. М. Ерохин, К. С. Колясников
ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 375

В.Г. Гольдштейн, А.С. Ведерников, Е.М. Шишков
О СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 378

А. Ю. Азорин, Н. И. Воропай
ПРОБЛЕМЫ СИНХРОНИЗАЦИИ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ВКЛЮЧАЮЩИХ РАСПРЕДЕЛЕННУЮ ГЕНЕРАЦИЮ 381

С.А. Вялкова, И.И. Надтока
КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ Г. МОСКВЫ ПРИ ПОМОЩИ НЕЙРОННОЙ СЕТИ 386

Д.И. Близнюк, П.Ю. Коваленко, А.О. Егоров, А.С. Черепов
ОЦЕНКА МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА В СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА 389

Е.В. Сорокин, Б. Андранович, Т.Д. Амбросовская
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ С УЧЁТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ 394

С.А. Велигура, И.Г Зуевский, И.И. Надтока
АНАЛИЗ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЕСТЕСТВЕННОЙ ОСВЕЩЕННОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ Г. МОСКВЫ 399

П.В. Окнина
ЗАДАЧИ КООРДИНАЦИИ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МЕГАПОЛИСА НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА МОСКВЫ 404

Ле Суан Хонг
МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ВАГОНОВ МЕТРОПОЛИТЕНА С НАИЛУЧШИМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ 407

Ю.В. Шабалина, Р.Б. Абеуов
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЫШЕНИЯ БЫСТРОДЕЙСТВИЯ УРОВ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЭС 411

В.Г. Гольдштейн, Т.В. Табачникова, А.В. Махт, А.Д. Махт
ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ УЗЛОВ КОММЕРЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 415

Е.Н. Осипчук, Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, В.М. Никитин
МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ГЭС С УЧЁТОМ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИТОКОВ 420

Е.В. Пяк, Е.В. Бутрин
ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС В СЕТЬ 220 КВ И ПУТИ ИХ СНЯТИЯ 424

Б. Андранович, А.И. Курилкин, Е.В. Сорокин
ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОЧНЫХ МОДЕЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАСЧЁТОВ ЧАСТОТНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ 429

А.Ф. Михайленко, Е.А. Репина
МОДЕРНИЗАЦИЯ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ 435

Е.А. Саликова, И.Д. Кудинов
К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЭС 443

П.В. Валь, А.Е. Воевода, А.А. Думаницкая
КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ МЕТОДОМ СЕЗОННОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ 446

А.Г. Фишов, Р.Н. Хабибуллин
МОДЕЛИРОВАНИЕ МУЛЬТИАГЕНТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ С КОНТРОЛЕМ ПРИЛЕГАЮЩЕГО РАЙОНА СЕТИ НА ОСНОВЕ КОСВЕННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ 450

Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, Р.А. Уфа
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА В ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВАХ ВСЕРЕЖИМНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ 454

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Д.А. Глухов
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СЕТЕВОЙ АВТОМАТИКИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЕ УДМУРТСКОГО РДУ 459

С.В. Коновалов
ПРОБЛЕМЫ ТЕЛЕПЕРЕДАЧИ ДОАВАРИЙНОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ 463

А.И. Боев
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ЛЭП 110-220 кВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ДАЛЬНЕЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ 468

П.И. Воронов
ЛОКАЦИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПРИ ДВУХСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ 472

Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин, С.И. Новиков
ОПТИМАЛЬНАЯ ЦИФРОВАЯ ФИЛЬТРАЦИЯСИГНАЛОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ 476

А.И. Марутов
КОРРЕКТИРОВКА ЛОГИКИ РАБОТЫ ТАПВ ОН В ШКАФУ АВТОМАТИКИ И УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ (АУВ) НПП ЭКРА - ШЭ2710 511 НА ДЛИННЫХ ЛИНИЯХ 500 КВ С ШУНТИРУЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ (ШР) 479

Е.В. Сергеев
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ СЕЛЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ ПРИ ЗАТЯЖНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В ЛЮБОЙ ТОЧКЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 482

А.А. Воронин, Н.А. Иванов, А.А. Казанцев
ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО С ПРИМЕНЕНИЕМ ЖИДКОМЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ВСТАВКИ 486

А.В. Корытов
ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВЛ 110-220 КВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НАТУРНЫХ ОПЫТОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПРОВЕДЕННЫХ ОПЫТАХ КЗ НА ВЛ БУРЯТСКОГО УЧАСТКА БАМ 489

А.В. Павлов
ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ МАКСИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ ПРИ КАЧАНИЯХ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРАВИЛЬНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХЗАЩИТ 494

V.G. Dan’ko, E.V. Goncharov
FEATURESOFTRANSIENTPROCESSOFTHESHORT-CIRCUIT CURRENTLIMITER 498

А.Е. Ильина, С.В. Свечкарев
THE RESEARCH OF AUTOMATIC EXCITATION REGULATORS ON HYBRID MODELING COMPLEX REAL-TIME OF ELECTRIC POWER SYSTEM 503

А.А. Белянин
ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПОВРЕЖДЕННОГО УЧАСТКА НАБЛЮДАЕМОЙ РАЗВЕТВЛЕННОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 507

А.В. Емельянов
ЗАЩИТА РОТОРА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В ДВУХ ТОЧКАХ 510

О.В. Петрова, П.С. Киреев
АДАПТИВНЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ОРГАН ПРИРАЩЕНИЯ ТОКА ПРЯМОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ЗАЩИТ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ РАДИАЛЬНЫХ ЛИНИЙ 513

Д.Н. Гура
ПРИМЕНЕНИЕ «ЖЕСТКОЙ» И «ГИБКОЙ» ЛОГИКИ В МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ (МП УРЗА). ПРОБЛЕМЫ СОВМЕСТИМОСТИ УРЗА РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ 517

С.Б. Здоренко
ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СЛУЧАЕ ИХ ПРИСОЕДИНЕНИЯ К СЕТИ 110 КВ 521

А.С. Афанасенко, Г.С. Кудряшев
ТРЕБОВАНИЯ К ХАРАКТЕРИСТИКАМ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ 524

В.А. Тащилин, П.В. Чусовитин, Г.С. Шабалин, А.В. Паздерин
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СМЕЩЕНИЯ ПОЛЮСОВ ДЛЯ НАСТРОЙКИ РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ ПО ИДЕНТИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ 528

П.В. Кошеваров
СПОСОБЫ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БЛОКИРОВОК УСТРОЙСТВ АЧР ОТ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ 533

С.С. Ястребов, Э.Р. Григорян, Г.Р. Головнев
ПРОВЕРКА ЦИФРОВОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИПТК РЕТОМ-61 537

Б. Андранович, А.И. Курилкин, Е.В. Сорокин
ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ РАЗГРУЗКИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ С ВОЗМОЖНЫМ ВОЗНИКНОВЕНИЕМ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ДЕФИЦИТОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ 540

А.Е. Пивоваров, В.М. Сальникова
ТЕРМИНАЛ ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ ТОКОВОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ 543

О.А. Добрягина, Е.С. Шагурина, Т.Ю. Винокурова
ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В ЗАЩИТАХ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–10 кВ 547

О.А. Добрягина, Е.С. Шагурина, Т.Ю. Винокурова
О ВЫБОРЕ ВОЗДЕЙСТВУЮЩЕЙ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–10 кВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ 551

А.В. Украинцев, А.А. Тимошенко, В.В. Столбовский
ВЫЯВЛЕНИЕ ПОВРЕЖДЕННОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ 555

Е.А. Воробьева, Г.А. Филатова
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ИНДУКТИВНОСТЕЙ ТРЕХЖИЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ 6 – 10 кВ 558

А.С. Бабичев, В.В. Махнутин
КОМПЛЕКСНОЕ УСТРОЙСТВО СЕЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-35 КВ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ И ДУГОВЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ В ЯЧЕЙКАХ КРУ 563

Н.Р. Вагапов, А.Ю. Останин
ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ СИБИРИ. 566

Г.А.Филатова, Е.А. Воробьева
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОНЫ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 кВ 569

Р.И. Беличенко
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРАНСРЕАКТОРОВ В КАЧЕСТВЕ ДАТЧИКОВ ТОКА РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ КОРПУСНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ 574

В.Л. Кузнецов, А.В. Майзель, П.С. Хрипунов, Е.С. Другова
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ МОЩНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ 578

Т.А. Бабиченко, П.С. Киреев
УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ НА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ 582

О.В. Гуриков
ПРИМЕНЕНИЕ АППРОКСИМАЦИИ ПАДЕ ДЛЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ФИЛЬТРОВ В ВИДЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ДРОБЕЙ 585

А.А. Коскова, Ю.В. Масайлов, П.А. Парамонов, А.А. Суворов
АДАПТИВНЫЙ АЛГОРИТМ ЛОКАЛЬНОЙ АВТОМАТИКИ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ НА ПРИМЕРЕ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ СТАНЦИИ РЕФТИНСКОЙ ГРЭС 590

Е.А. Панова, К.С. Савельева, Н.Т. Патшин
МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ЗАДАЧЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В СЕТЯХ 110-220 кВ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 594

А.В. Андриенко
РАЗРАБОТКА ТЕСТОВОЙ СХЕМЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ АДАПТИВНОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ 599

А.К. Ландман, А.С. Вторушин, Д.С. Лоцман
СИНТЕЗ АЛГОРИТМОВ ПТК ВЕРХНЕГО УРОВНЯ ЦСПА С УЧЕТОМ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ 604

Н.Ю. Рубан, Ю.С. Боровиков, В.Н. Копьев, А.О. Сулайманов
ВСЕРЕЖИМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛ ЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЕЕ ОПТИМАЛЬНОЙ НАСТРОЙКИ И АНАЛИЗА ПРИЧИН НЕПРАВИЛЬНЫХ ДЕЙСТВИЙ 608

С.А. Франк, Е.А. Лир
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ 613

Н.А. Блинов, А.И. Вольченко, А.Н. Попов
РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЛИНИЯХ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 35 КВ. 615

К.В. Потарский
РЕЛЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ НЕПРИОРИТЕТНОЙ НАГРУЗКИ С МИКРОПРОЦЕССОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ 620

В.В. Можжухина
ВЫПОЛНЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ С ЦЕЛЬЮ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАСПОЗНАВАНИЯ РЕЖИМОВ НА СТОРОНЕ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 623

О.Л. Опалев, А.В. Жуков, Д.М. Дубинин, Д.Н. Уткин
РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ В ОАО «СО ЕЭС» СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ В ЕЭС РОССИИ ПО ДАННЫМ СМПР 628

Научное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ

Научные труды V

Международной научно-технической конференции

10-14 ноября 2014 г.

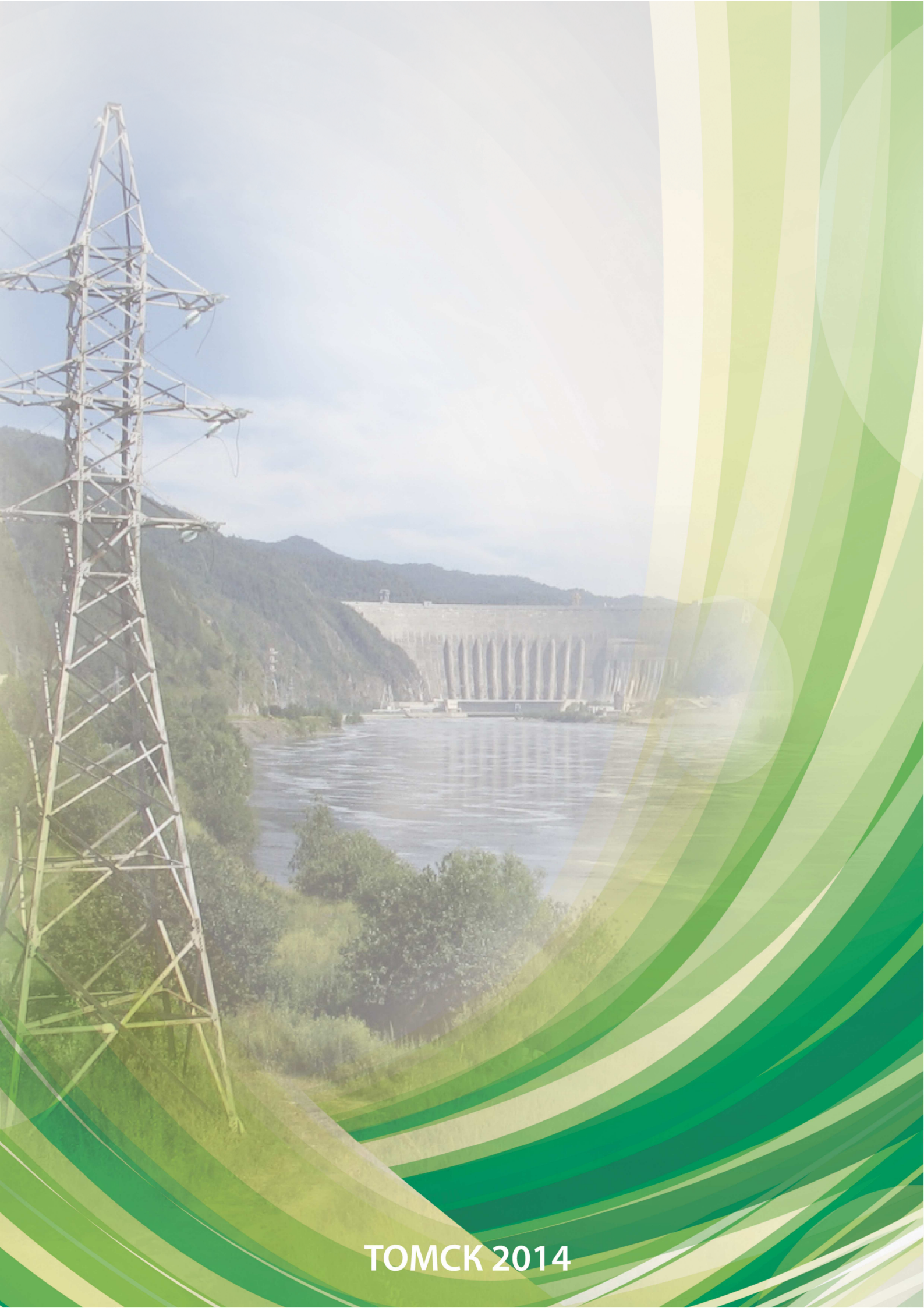
Том 1

Издается в авторской редакции

Подписано в печать 31.10.2014. Тираж 70 экз.
Кол-во стр. 648. Заказ 61-14
Бумага офсетная. Формат А4. Печать RISO.

Отпечатано в типографии ООО «РауШ мбх»

Лицензия Серия ПД №12-0092 от 03.05.2001 г.
634034, г.Томск, ул. Усова 7, оф. 046.
Тел. 8-952-807-4686



ТОМСК 2014