

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль М1.ВМ4.1 Управление режимами электроэнергетических систем

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности развития асинхронного режима при потере устойчивости в различных схемно-режимных ситуациях и их учет при определении параметров настройки устройств АЛАР

УДК 621.316.57:004.31:621.311

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM7P	Волохов Николай Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор-консультант	Вайнштейн Р.А.	Д.Т.Н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально-гуманитарных наук	Завьялова З.С.	к.ф.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Куликова О.А.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Управление режимами электроэнергетических систем	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки		
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться <i>нравственного совершенствования</i> своей личности, демонстрировать готовность к непрерывному обучению и стремиться к реализации своего творческого потенциала.	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1), СУОС (УК-6), Критерий 5 АИОР (п. 2.5, 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранными языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.	Требования ФГОС (ОПК-3), СУОС (УК-4, 5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
P3	<i>Использовать</i> на практике <i>навыки и умения</i> в организации производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2; ОПК-1; ПК-3, 5, 10), СУОС (УК-2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 1.2, 1.3, 2.3, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах <i>научного познания и творчества</i> , роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением <i>современных информационных технологий</i> , синтезировать и критически резюмировать информацию.	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-2, 4), СУОС (УК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
P5	<i>Применять углубленные естественно-научные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте при разработке моделей, установлении закономерностей, анализе условий работы и управлении режимами электроэнергетического оборудования и энергосистемы в целом.	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК-1,2, 3), Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р6	Ставить и <i>решать задачи</i> инженерного анализа при планировании и управлении режимами работы электроэнергетических систем, проектировании, эксплуатации и обслуживании локальных и централизованных систем управления с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей.	Требования ФГОС (ПК-5, 7, 8). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.
Р7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> по планированию и анализу режимов работы электроэнергетических систем на основе справочных, паспортных и оперативных данных с использованием современных методов проектирования и средств автоматизации профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-6, 9). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС».
<i>Профиль Управление режимами электроэнергетических систем</i>		
Р8	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений, осуществлять профессиональную деятельность руководствуясь требованиями технической и технологической документации, разрабатывать планы и программы организации профессиональной деятельности на предприятии, определять и обеспечивать экономически эффективные режимы технологического процесса.	Требования ФГОС (ПК-11, 12, 13, 24, 25, 26), СУОС (УК-2), Критерий 5 АИОР (п. 1.5, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.
Р9	<i>Осваивать новое оборудование и программное обеспечение</i> , обеспечивающие решение задач оперативно-диспетчерского управления.	Требования ФГОС (ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.
Р10	<i>Принимать решения</i> об изменении эксплуатационного состояния или технологического режима работы объектов и оборудования электроэнергетических систем на основе знаний их устройства, принципов работы, особенностей и характеристик.	Требования ФГОС (ПК-12, 22, 24, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.3, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей: АО «СО ЕЭС». Требования профессиональных стандартов 20.035.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа ИШЭ _____

Направление подготовки(специальность) 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(M1.BM4.1 Управление режимами электроэнергетических систем)

Отделение школы (НОЦ) «Электроэнергетические системы» _____

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM7P	Волохову Николаю Александровичу

Тема работы:

Особенности развития асинхронного режима при потере устойчивости в различных схемно-режимных ситуациях и их учёте при определении параметров настройки устройств АЛАР

Утверждена приказом директора (дата, номер)

21.02.2019 г.

№ 1384/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Полная схема ОЭС Сибири и северной части ОЭС Казахстана в ПК "RastrWin3 (RusTAB)"

Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Красноярского РДУ и Кемеровского РДУ, данные по генерирующему и сетевому оборудованию

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Определение способов выявления асинхронного режима. 2. Проведение сравнительного анализа различных принципов выполнения устройства АЛАР. 3. Сопоставление различных устройств АЛАР по необходимому виду и объёму расчётной информации для выбора уставок. 4. Обоснование возможности уменьшения необходимого объёма расчётов для выбора параметров устройств АЛАР. 5. Проведение анализа влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР. 6. Разработка рекомендаций для учёта влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР.
--	---

<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 7. Схема основных сетей исследуемого энергорайона; 8. Схемы для пояснений возмущений; 9. Графики переходных процессов при нарушении устойчивости; 10. Графики годографов сопротивления, совмещенные с характеристиками аппаратуры АЛАР.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Куликова О.А., к.т.н., доцент отделения общетехнических дисциплин
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Завьялова З.С., к.ф.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Раздел ВКР, выполняемый на иностранном языке	Черемисина-Харрер И.А., к.ф.н., доцент отделения иностранных языков

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Transient stability analysis of single machine system

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	30.01.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор-консультант кафедры ЭЭС	Вайнштейн Р.А.	Д.т.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM7P	Волохов Николай Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки(специальность) 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(М1.ВМ4.1 Управление режимами электроэнергетических систем)
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) «Электроэнергетические системы»
 Период выполнения осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2018 г.	Анализ литературы по заданной теме	5
3.04.2018 г.	Характеристика исследуемого объекта	5
24.03.2018 г.	Расчет переходных процессов при нарушении устойчивости и их анализ для целей выполнения устройств АЛАР	20
07.04.2018 г.	Сравнительный анализ устройств АЛАР	15
11.04.2018 г.	Обработка результатов расчетов режимов при нарушении устойчивости	15
24.04.2018 г.	Выбор параметров устройств АЛАР для всех связей сечения «Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС»	15
05.05.2018 г.	Исследование влияние возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР	10
12.05.2018 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	5
24.05.2018 г.	Социальная ответственность	5
28.05.2018 г.	Оформление работы	5
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор - консультант	Вайнштейн Р. А.	д.т.н., профессор		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Прохоров А.В.	к.т.н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 5AM7P		ФИО Волохов Николай Александрович	
Институт		Кафедра	ОЭЭ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	30 % премии 20 % надбавки 13,5 % дополнительная заработная плата 16% накладные расходы 30% районный коэффициент
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	30% отчисления на социальные нужды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение потенциальных потребителей, FAST-анализ, Анализ исследования по технологии QuaD, SWOT-анализ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)*
2. *Функционально-стоимостная диаграмма*
3. *Матрица SWOT-анализа*
4. *Календарный план-график проведения*
5. *Бюджета затрат НИИ*
6. *Сравнительная оценка характеристик проекта*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Завьялова З.С.	к.ф.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM7P	Волохов Николай Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM7P	Волохову Николаю Александровичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Тема ВКР:

Особенности развития асинхронного режима и выбора типа и параметров настройки устройств АЛАР в различных схемно-режимных ситуациях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место представляет собой помещение лаборатории, работа в которой производится на ЭВМ.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре. – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Воздействие на оператора ПЭВМ физических факторов, таких как: <ul style="list-style-type: none"> – несоответствие параметров микроклимата; – повышенный уровень шума; – отсутствие или недостаток естественного света. Недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенный уровень электромагнитного излучения; – опасность поражения электрическим током; – психофизиологических, таких как гиподинамия, монотонность труда,

	перегрузка анализаторов, нервно-психические перенапряжения.
3. Экологическая безопасность:	– обращение с отходами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– пожар в помещении.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Куликова Ольга Александровна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM7P	Волохов Николай Александрович		

Оглавление

РЕФЕРАТ	17
Введение.....	18
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	21
Обзор литературы	25
Объект и методы исследования.....	29
1 Анализ средств выявления АР и аналитический обзор устройств АЛАР различных производителей	31
1.1 Режимные характеристики АР и способы его выявления	31
1.2 Исследование закономерностей изменения режимных параметров при АР и отличия их от изменения при других режимах	33
1.2.1 Изменение тока	35
1.2.2 Изменение напряжения и угла между векторами напряжения	39
1.2.3 Изменение взаимного скольжения векторов ЭДС	44
1.2.4 Изменение сопротивления, измеряемого в узле.....	45
1.2.5 Изменение угла между напряжением и током	48
1.2.6 Изменение мощности передаваемой по электропередаче.....	50
1.2.7 Метод ортогональных функций	52
1.2.8 Обобщение.....	56
1.3 Общие принципы устройств АЛАР, использующихся в ОЗ ОДУ Сибири	57
1.3.1 АЛАР по углу между векторами напряжения	57
1.3.2 АЛАР по сопротивлению.....	58

1.3.3	Обобщение.....	58
1.4	Учёт направления проворота.....	59
1.4.1	АЛАР по углу между векторами напряжения.....	59
1.4.2	АЛАР по сопротивлению.....	60
1.4.3	Обобщение.....	61
1.5	Обеспечение координации работы устройства (по концам защищаемого участка и в одном узле).....	61
1.5.1	АЛАР-М.....	61
1.5.2	АЛАР _о	64
1.5.3	АЛАР-Ц.....	65
1.5.4	АЛАР по сопротивлению.....	66
1.5.5	Обобщение.....	66
1.6	Сигналы на управляющие воздействия.....	67
1.6.1	АЛАР-М.....	67
1.6.2	КПА-М.....	67
1.6.3	МКПА.....	68
1.6.4	Обобщение.....	68
1.7	Учёт погрешности величин параметров контролируемого участка электропередачи.....	68
1.7.1	АЛАР-М.....	68
1.7.2	АЛАР _о	69
1.7.3	АЛАР-Ц.....	69
1.7.4	Обобщение.....	70
1.8	Методика выбора уставок.....	70

1.8.1	АЛАР-М.....	70
1.8.2	АЛАРо.....	74
1.8.3	АЛАР-Ц.....	77
1.8.4	КПА-М.....	82
1.8.5	МКПА.....	87
1.8.6	Обобщение.....	91
1.9	Вывод	92
2	Выбор параметров настройки устройств АЛАР и их сравнительный анализ	94
2.1	Выбор видов и определение параметров настройки АЛАР	94
2.1.1	Описание расчётной модели.....	94
2.2	Описание исходных режимов работы.....	95
2.2.1	Исходный режим при перетоке с запада на восток.....	95
2.2.2	Исходный режим при перетоке с востока на запад.....	98
2.2.3	Возмущение при перетоке с запада на восток.....	99
2.2.4	Возмущение при перетоке с востока на запад.....	102
2.2.5	Обобщение.....	104
2.3	Настройка устройств АЛАР.....	104
2.3.1	Настройка устройств с угловым принципом выявления АР (АЛАРо, НПП ЭКРА)	105
2.3.2	Настройка устройств с дистанционным принципом выявления АР (АЛАР КПА-М, ЗАО «ИАЭС»).....	109
2.3.3	Настройка устройств с дистанционным принципом выявления АР по параметрам схемы	110

2.3.4	Настройка устройств с дистанционным принципом выявления АР по методическим указаниям производителя.....	114
2.3.5	Сравнительный анализ	118
2.3.6	Обобщение.....	120
2.4	Исследование влияния на работу устройств АЛАР возмущений, возникающих после начала АР.....	122
2.4.1	Изменение режимных параметров при возмущении	123
2.4.2	Влияние возмущений при внешнем АР	125
2.4.3	Влияние возмущений при внутреннем АР.....	128
2.4.4	Выявление факторов, влияющих на работу устройства при возмущениях	129
2.4.5	Обобщение.....	130
2.1	Реализация механизма расширенной зоны для устройств АЛАР дистанционного принципа	131
2.1.1	С фиксацией знака скольжения.....	131
2.1.1	Без фиксации знака скольжения.....	133
2.2	Вывод	133
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	136
3.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	137
3.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	137
3.1.2	Анализ исследования по технологии QuaD	140
3.1.3	FAST-анализ.....	142

3.1.4	SWOT-анализ	146
3.2	Планирование научно-исследовательских работ	148
3.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	148
3.2.2	Определение трудоемкости работ.....	149
3.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	150
3.4	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	155
3.4.1	Основная заработная плата исполнителей темы	155
3.4.2	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	157
3.4.3	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	157
3.4.4	Накладные расходы	158
3.4.5	Амортизационные отчисления	159
3.4.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	159
3.5	Ресурсоэффективность	160
3.6	Вывод	162
4	Социальная ответственность.....	163
4.1	Введение	163
4.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	163
4.3	Производственная безопасность. Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	166
4.3.1	Несоответствие параметров микроклимата	167
4.3.2	Повышенный уровень шума.....	169

4.3.3 Отсутствие или недостаток естественного света. Недостаточная освещенность рабочей зоны	170
4.3.4 Повышенный уровень электромагнитного излучения;	172
4.3.5 Опасность поражение электрическим током.....	172
4.3.6 Психофизиологические факторы.....	173
4.4 Экологическая безопасность	174
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	175
4.6 Выводы.....	177
Заключение	178
Список используемых источников.....	181
Приложение А	186
Introduction	187
The transient stability main principles.....	187
Power system transient stability analysis principles.....	190
Fast turbine valving control application for transient stability retention..	198
Conclusion	201
Приложение Б.....	203
Приложение В	204
Переток с Запада на Восток	204
Режим 1	204
Режим 2	207
Режим 3	210
Режим 4	213
Режим 5	216

Режим 6	219
Режим 7	222
Режим 8	225
Режим 9	226
Режим 10	229

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 185 листов, 51 рисунок, 46 источников, 3 приложения.

Ключевые слова: динамическая устойчивость, автоматика ликвидации асинхронного режима, противоаварийная автоматика, синхронная динамическая устойчивость, годограф сопротивления.

Актуальность работы: Устройства АЛАР являются ответственной автоматикой энергосистемы, при этом, не существует общепринятого подхода как к реализации устройства и принципа его функционирования.

Объектом исследования являются устройства АЛАР, установленные в сечении «Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС», которое включает в себя две линии 500 кВ Назаровская ГРЭС – Красноярская ГЭС №1 и №2.

Цель работы – Исследование особенностей устройств АЛАР различных производителей и определение возможности уменьшения необходимого объёма расчётов для дистанционных устройств АЛАР.

Работа представлена ведением, четырьмя разделами (главами) и заключением, приведен список публикаций студента, список использованных источников.

В 1 разделе/главе «Теоретический анализ средств выявления АР и аналитический обзор устройств АЛАР различных производителей» произведён обзор и выполнено теоретическое обоснование способов выявления АР, а также проведён анализ методических рекомендаций к устройствам АЛАР, установленным в ОЗ ОДУ Сибири.

В 2 разделе/главе «Расчёты и результаты исследования» произведён выбор уставок устройств АЛАР, выполнен анализ процесса выбора уставок, а также произведено исследование влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР.

В 3 разделе/главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была доказана конкурентоспособность технического решения, оценены сильные и слабые стороны проекта, а также произведено календарное и финансовое планирование работы.

В 4 разделе/главе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы охраны и безопасности труда для рабочего места.

В заключении изложены результаты проведённой магистерской диссертации и определены направления дальнейшего исследования по данной теме.

Введение

Создание крупных территориальных энергообъединений, электростанций большой мощности, развитие систем распределённой генерации, в том числе солнечных и ветровых электростанций, увеличение числа протяжённых сильно загруженных линий электропередач требует постоянного развития систем автоматического управления режимами энергосистем. Наряду с этим, задача максимального использования пропускной способности линий электропередачи при сохранении высокой надёжности работы всей энергосистемы в условиях недостаточного электросетевого строительства, обуславливает жесткие требования, предъявляемые к этим системам.

В свою очередь, максимальное использование пропускной способности электросетевого оборудования требует постоянного контроля за режимом его работы и выявления моментов его отключения. По этой причине, контроль за отключением любого электросетевого элемента, а также расчёт и выбор необходимых управляющих воздействий при отключении данного элемента в любой схемно-режимной ситуации должны обеспечиваться комплексами противоаварийной и режимной автоматики для предотвращения выхода параметров электроэнергетического режима за границы допустимых значений [1]. Таким образом, противоаварийная автоматика (ПА) обеспечивает предотвращение, локализацию и ликвидацию нарушений нормального режима работы электроэнергетической системы.

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) является частью комплекса ПА. Согласно стандарту Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) АЛАР предназначена для предотвращения и ликвидации АР отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистемы [2].

С учётом создания крупных территориально распределённых энергообъединений, в которых возникновение АР может привести к тяжелым последствиям связанным с нарушением энергоснабжения потребителей и повреждению электросетевого оборудования необходимо использовать устройства, которые смогут с требуемой быстротой и надёжностью выявлять и своевременно ликвидировать возникающий асинхронный ход (АХ) [3].

Разработкой устройств АЛАР, а также методических указаний по их настройке и использованию в России занимаются такие организации как ООО «Прософт-Системы», ЗАО «ИАЭС», НПП ЭКРА и другие. При этом, не существует общепринятого подхода как к реализации устройства и принципа его функционирования, так и выбора уставок, а настройка устройства АЛАР, в зависимости от рекомендаций производителя может требовать большое число предварительных расчётов при различных возмущениях схем и режимов, что является трудоёмкой задачей и занимает много времени [4].

Также, существует большое количество вариантов развития асинхронного режима, которые зависят от множества факторов, таких как: исходная и послеаварийная схема, возмущение, параметры доаварийного режима и другие [5]. В частности, по виду связи можно характеризовать протекающий асинхронный режим.

Цель работы: Исследование особенностей устройств АЛАР различных производителей и определение возможности уменьшения необходимого объёма расчётов для дистанционных устройств АЛАР.

Задачи:

- Определить способы выявления асинхронного режима.
- Провести сравнительный анализ различных принципов выполнения устройства АЛАР.
- Сопоставить различные устройства АЛАР по необходимому виду и объёму расчётной информации для выбора уставок.

- Обосновать возможность уменьшения необходимого объёма расчётов для выбора параметров устройств АЛАР.
- Провести анализ влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР.
- Разработать рекомендации для учёта влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР.

Таким образом, устройство АЛАР, установленное на конкретном энергообъекте, будет является объектом исследования, а процесс его настройки и функционирования при АР в различных схемно-режимных ситуациях – предметом исследования.

Научная или практическая новизна: выполнен сравнительный анализ различных принципов выполнения устройства АЛАР, с сопоставлением их по необходимому виду и объёму расчётной информации для выбора уставок, по результатам которого разработаны рекомендации для выбора вида устройства в конкретных схемно-режимных ситуациях; проведено обоснование возможности уменьшения необходимого объёма расчётов для выбора параметров устройств АЛАР; проведён анализ влияния поперечных проводимостей линии и возможных аварийных коммутациях прилегающей сети на работу устройств АЛАР и разработаны рекомендации для учёта этого влияния.

Практическая значимость результатов ВКР: результаты, полученные при выполнении ВКР, могут быть использованы при разработке комплексов АЛАР, рекомендаций по их настройке, при выборе места размещения устройства и типа данного устройства, а также при выборе уставок в филиалах СО ЕЭС.

Реализация и апробация работы: результаты по теме ВКР были представлены в виде доклада на конференции Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири по теме: «Планирование и управление электроэнергетическими системами» в г. Кемерово, декабрь 2018 г. С использованием результатов работы внесены уточнения в методические материалы, используемые в учебном процессе.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в области Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 2.702 – 2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем.
6. ГОСТ 2.709 – 89 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.
7. ГОСТ 2.721 – 74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения.
8. ГОСТ 3.1102 – 2011 Единая система конструкторской документации. Стадии разработки и виды документов.
9. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система конструкторской документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.
10. СТО 59012820.29.020.008-2015. Стандарт ОАО «СО ЕЭС». Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие 24.12.2015.

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Устойчивость энергосистем: способность сохранить синхронизм между электростанциями, или другими словами - возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений.

Синхронная динамическая устойчивость энергосистемы: способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

Нормативные возмущение: наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем.

Асинхронный режим энергосистемы: аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

Ресинхронизация: процесс восстановления синхронной работы электрической станции или части энергосистемы после нарушения синхронизма, не связанный с делением энергосистемы.

Цикл асинхронного режима: Проворот относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 градусов.

Контролируемое сечение: совокупность линий электропередач и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, перетоки активной мощности по которым контролируются и/или регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы (допустимой токовой нагрузки) линий электропередач и оборудования.

Максимально допустимый переток активной мощности: наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении,

определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме и в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

Аварийно допустимый переток активной мощности: наибольший переток активной мощности в контролируемом сечении, определяемый диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающий допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме.

ПАО "ФСК ЕЭС": ПАО «Федеральная сетевая компания».

АО "СО ЕЭС": АО "Системный оператор Единой энергетической системы России», включая филиалы АО "СО ЕЭС".

ОДУ Сибири: диспетчерский центр, Филиал ОАО "Системный оператор Единой энергетической системы России" Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири.

Обозначения и сокращения:

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АР – асинхронный режим

СК – синхронные качения

УВ – управляющие воздействия

ВЛ – воздушная линия

ДС – деление энергосистемы

ДУ – динамическая устойчивость

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередач

ПА – противоаварийная автоматика

ПС – подстанция

СШ – сборные шины

УР – установившийся режим

ДС – деление системы

ОЗ – операционная зона

ЭМПП – электромеханические переходные процессы

Обзор литературы

Главной задачей устройств АЛАР является ликвидация АР при его возникновении, при этом способ выявления АР и ЭЦК могут быть различными, однако должны соответствовать общим техническим требованиям, которые предъявляет стандарт СО ЕЭС к устройствам АЛАР [2].

Основой построения устройств АЛАР, применяемых сегодня в ЕЭС России, являются принципы, использующие особенности изменения режимных параметров при АР в ЭЭС таких как [6]:

- Изменение тока
- Изменение напряжения и угла между двумя векторами напряжения
- Изменение взаимного скольжения
- Изменение сопротивления на зажимах реле
- Изменение угла между напряжением и током
- Изменение мощности

При этом, применение устройств синхронизированных векторных измерений (СВИ) позволяет производить прямое измерение угла для средств АЛАР, что не является новой идеей, данный подход обсуждается на протяжении длительного времени. [7], [8], [6].

В зарубежной литературе, также существует множество вариантов реализации АЛАР, в основном связанных с применением СВИ для фиксации момента возникновения АР.

В частности, в [9], [10] используется метод равных площадей, который позволяет представить систему в виде двухмашинного эквивалента. Данный метод использует устройства СВИ, установленные в узле для определения параметров двухмашинного эквивалента и их уточнения в виду переменных состояний системы и тяжести происходящих возмущений.

В [11] используется концепция измерения напряжений и токов с применением их параметров в определении потенциальной энергии каждой

линии в связи (анализ энергетической функции связи). Данная концепция может использоваться для прогнозирования потери устойчивости без вычисления параметров эквивалентов.

В [12] предлагается использовать составной критерий, состоящий из основного, определяющего ЭЦК на основе измерения разности фаз напряжения, позволяющего выделить зоны синхронно работающих генераторов и вспомогательный, использующий для идентификации АР ток в каждой из трёх фаз. Использование данных критериев, а также частоты и скорости её изменения, позволяет реализовать управляющие воздействия АЛАР в соответствии с минимальным небалансом мощности, что показано в [12] на примере реализации данной автоматики в ЕЭС Китая.

Использованию СМПР (WAMS) для реализации АЛАР посвящено большое количество работ в основном в зарубежной литературе, хотя, стоит сказать, что в настоящее время и в Российской литературе всё чаще встречаются статьи данного содержания. [13], [14]. Однако массовое применение устройств, основанных на использовании данного принципа выявления АР, на данный момент и в ближайшей перспективе не представляется возможным ввиду трудностей, связанных с необходимостью точной достоверизации измерений, а также с необходимостью организации дополнительных каналов связи для обмена информацией, а также ввиду их меньшей надёжности относительно устройств, использующих локальные принципы для выявления АР. При этом, следует отметить, что использование синхронизированных измерений, получаемых от УСВИ (устройств синхронизированных векторных измерений), предлагает принципиально новые возможности реализации устройств АЛАР в ЕЭС России. [15]

В настоящее время на рынке представлено большое количество устройств АЛАР отечественных производителей, установленных в ЕЭС России: АЛАР МКПА, ООО «Прософт-Системы»; АЛАР-Ц, ОАО «НИИПТ» / ООО

«НПП Модус»; АЛАР-М, ОАО «ЭСП» / ООО «Энергоизмеритель»; АЛАР КПА-М, ЗАО «ИАЭС»; АЛАРо НПП ЭКРА.

Все вышеперечисленные устройства выявляют АР с использованием локальных признаков, то есть только с использованием измерений в месте установки, что позволяет добиться высоких показателей надежности и быстродействия.

Наиболее широкое применение в операционной зоне (ОЗ) ОДУ Сибири получили устройства, имеющие дистанционный принцип в качестве основного и резервного, а также токовый, в качестве резервного [16].

Основным документом, регламентирующим реализацию АЛАР в Единой энергетической системе России (ЕЭС России) является стандарт СО ЕЭС, который описывает требования к организации, требования к самим устройствам и методики проведения испытаний устройств АЛАР. [2].

Из данного стандарта, необходимо выделить, что автоматическая ликвидация асинхронных режимов реализуется совокупностью устройств АЛАР, устанавливаемых на объектах электроэнергетики. При этом, на всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР. Для минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы допускается действие устройств АЛАР на смежном объекте электроэнергетики при условии действия последней ступени этого устройства АЛАР на деление системы (ДС) на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено.

С учётом требования надёжного ДС по всему сечению АР, в стандарте рекомендуется:

- На всех связях, по которым возможен асинхронный режим, должны быть установлены устройства АЛАР.
- На каждой связи, по которой возможен асинхронный режим, должно обеспечиваться селективное выявление асинхронного режима с ЭЦК в любой точке связи двумя устройствами АЛАР.

- На всех генераторах АЭС и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС и ГЭС должны устанавливаться два устройства АЛАР.
- Алгоритм функционирования и настройка устройств АЛАР в электрической сети напряжением 220 кВ и выше и устройств АЛАР на генераторах должны обеспечивать выявление ЭЦК. В электрической сети напряжением 150 кВ и ниже допускается применение устройств АЛАР, не обеспечивающих выявления ЭЦК.
- Действие устройств АЛАР на ДС должно производиться посредством отключения ЛЭП и/или электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей. При этом отключение ЛЭП должно осуществляться: для электрической сети напряжением 330 кВ и выше с двух сторон; для электрической сети напряжением 220 кВ и ниже с двух сторон при наличии команды на телеотключение.
- Устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 220 кВ и ниже, должны выдавать УВ на ДС после выдачи УВ на ДС устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в одно сечение асинхронного режима.

Объект и методы исследования

Исходными данными к работе являются Полная схема ОЭС Сибири и северной части ОЭС Казахстана в ПК "RastrWin3 (RusTAB)" и нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Красноярского РДУ и Кемеровского РДУ, данные по генерирующему и сетевому оборудованию.

В рамках магистерской диссертации будут выполнены следующие задачи:

- Определить способы выявления асинхронного режима.
- Провести сравнительный анализ различных принципов выполнения устройства АЛАР.
- Сопоставить различные устройства АЛАР по необходимому виду и объёму расчётной информации для выбора уставок.
- Обосновать возможность уменьшения необходимого объёма расчётов для выбора параметров устройств АЛАР.
- Провести анализ влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР.
- Разработать рекомендации для учёта влияния возмущений, возникающих после начала АР на работу устройств АЛАР.

Устройство АЛАР, установленное на конкретном энергообъекте, являлось объектом исследования, а процесс его настройки и функционирования при АР в различных схемно-режимных ситуациях – предметом исследования. При этом, в данной работе в качестве практического примера рассматриваются устройства АЛАР, установленных на линиях сечения «Красноярская ГЭС Назаровская ГРЭС».

При выполнении работы использовались методы анализа и систематизации данных, полученных в результате выполнения большого объема расчетов на математической модели, реализованной в

специализированном программном комплексе «RastrWin3» («RUStab»), предназначенных для расчета режимов ЭЭС. Также использовались прикладные пакеты программ «MathCad» и «Microsoft Excel».

1 Анализ средств выявления АР и аналитический обзор устройств АЛАР различных производителей

1.1 Режимные характеристики АР и способы его выявления

Способ выявления АР является определяющим показателем устройства АЛАР, который характеризует его настройку, а также возможности устройства выявлять и выдавать управляющие воздействия (УВ) на той или иной стадии АР. Устройства, реализованные на том или ином способе выявления АР должны соответствовать техническим требованиям, предъявляемым стандартом СО ЕЭС к устройствам АЛАР [2].

Для анализа различных устройств необходимо выделить основные технические требования, предъявляемые к ним, такими требованиями можно назвать:

- 1) Селективность (способность устройства отличить АР от режима синхронных качаний, от коротких замыканий в сети; возможность надёжного выявления участка, на котором располагается ЭЦК).
- 2) Чувствительность (способность реагировать на изменение контролируемых параметров режима при АР).
- 3) Быстродействие (способность за минимально возможное время, надёжно выявить и ликвидировать АР).
- 4) Надёжность (способность сохранять работоспособность в различных ситуациях).
- 5) Простота (в данное требование включается как простота алгоритма функционирования (при выполнении им всех требуемых функций), так и простота настройки (задания уставок) устройства).
- б) Универсальность (возможность применения на разных энергообъектах при различных конфигурациях сетей).

Все устройства АЛАР можно разделить согласно способу выявления АР, который определяет момент возникновения АР, наличие ЭЦК на

контролируемом участке, определяет знак скольжения, а также характеризует способность устройства надёжно отличить АР от других ненормальных режимов работы ЭС по изменению каких-либо режимных параметров, измеряемых устройством. Все способы выявления АР можно разделить на две группы.

Первая группа определяется способностью отличать АР от режима синхронных качений. Для реализации данного механизма устройствам данной группы необходимо определять тяжесть возникающих возмущений, а также характеризовать её с точки зрения границы устойчивости, присущей данному режиму [17]. Ещё одним способом, применяемым в устройствах данной группы, является анализ фазовой траектории режима и определение, является ли послеаварийный режим устойчивым [18]. Как видно, данные способы характерны для устройств ПА, задачей которых является предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы ЭЭС. Использование данных принципов в устройствах АЛАР возможно, например в устройствах АЛАР, используемых в Европе, США и Китае, с учётом повсеместного внедрения УСВИ эти методы всё шире используются для предупредительного деления ЭЭС, чтобы следующее за возмущением возникновение АР в одной части ЭЭС не привело к АР в другой его части [10] [9] [7] [17] [19], а также для быстрого восстановления нормальной работы ЭЭС [12]. Однако, следует отметить, что оправданность такого решения вызывает вопросы, так как реализация устройств АЛАР согласно данного признака ведёт к принципиальному и, возможно, аппаратному совмещению АЛАР и АПНУ.

Вторую группу способов характеризует то, что все способы, относящиеся к данной группе, используют отличия в режимных параметрах при протекании АР для выявления данного режима, а также определения места ЭЦК, знака скольжения и подсчёта числа циклов.

Устройства АЛАР, установленные в ОЗ ОДУ Сибири, используют только локальные принципы и как следствие относятся ко второй группе способов [16].

1.2 Исследование закономерностей изменения режимных параметров при АР и отличия их от изменения при других режимах

Для исследования закономерностей изменения режимных параметров при АР необходимо определить список параметров, которые устройства АЛАР могут использовать для надёжного выявления АР и определить каким образом устройство АЛАР может отличить изменение данных параметров при АР и других ненормальных режимах работы ЭС, таких как синхронные качения (СК) и короткие замыкания (КЗ).

Параметры режима, которые можно использовать в устройствах АЛАР (узлом, в котором измеряются режимные параметры может быть любая точка сети, в которой установлены измерительные органы устройства АЛАР):

- \underline{U}_n – напряжение в узле;
- \underline{I}_n – ток в узле;
- \underline{Z}_{pn} – сопротивление, определённое в узле с помощью тока и напряжения;
- φ_{pn} – угол между вектором напряжения и тока в узле (аргумент вектора \underline{Z}_{pn});
- P_n – активная мощность в узле;
- Q_n – реактивная мощность в узле;
- s_{n1n2} – относительное скольжение вектора напряжения.

Изменение режимных параметров, приведённых выше будем рассматривать для случая электропередачи с промежуточным отбором мощности, схема которой представлена на рисунке 1.1.

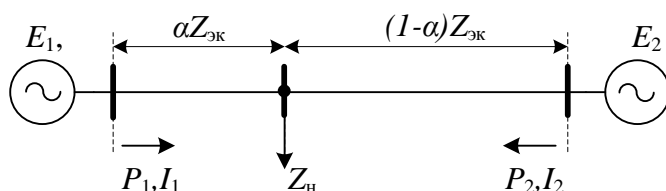


Рисунок 1.1– Схема двухмашинной системы с промежуточным отбором мощности

Данная электропередача имеет промежуточный отбор мощности, включающий в себя половину ёмкостной проводимости каждого участка линии (до отбора и после отбора) согласно П образной схеме замещения. Для упрощения преобразований и получаемых формул примем следующие допущения и условия:

- 1) Схема состоит из электропередачи, соединяющей две эквивалентные энергосистемы, ЭДС которых \underline{E}_1 и \underline{E}_2 . Диапазон изменения \underline{E}_1 и \underline{E}_2 – 0,9-1,1 номинального значения.
- 2) Комплексное сопротивление $\underline{Z}_{эк}$ представляет собой совокупность всех сопротивлений связи и принимается однородным по всей длине. Аргумент сопротивления – $\varphi_{эк}$.
- 3) Принимается, что $\underline{Z}_{эк}$ не зависит от частоты в АР.
- 4) Параметры промежуточного отбора определяются сопротивлением $\underline{Z}_н$ (аргумент $\varphi_н$).
- 5) Принимается, что $\underline{Z}_н$ не зависит от напряжения и от угла между эквивалентными ЭДС.
- 6) Сопротивления участков линии приняты следующим образом: между \underline{E}_1 и точкой отбора $\alpha\underline{Z}_{эк}$, между \underline{E}_2 и точкой отбора $(1-\alpha)\underline{Z}_{эк}$ (α – относительная удалённость точки отбора от \underline{E}_1).
- 7) Ток ёмкостной проводимости в расчёт не принимается.
- 8) Критический угол принят 180 градусов.

9) Расчёт проводится в полнофазном режиме для действующих значений режимных параметров.

10) Вектор \underline{E}_2 принимается, как положительное направление вещественной оси.

11) Обозначения приведены на векторной диаграмме, представленной на рисунке 1.2.

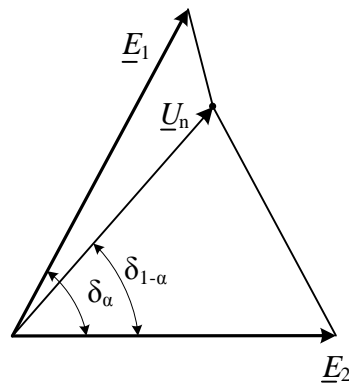


Рисунок 1.2 – Векторная диаграмма двухмашинной схемы с промежуточным отбором мощности

1.2.1 Изменение тока

Определим закономерности изменения тока. С применением метода наложения, ток \underline{I}_1 запишем как:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_1}{\underline{Z}_{11}} - \frac{\underline{E}_2}{\underline{Z}_{12}} = \frac{\underline{E}_2}{\underline{Z}_{\text{эк}}} \frac{k(1+M)e^{j\delta} - 1}{1 + \alpha M}, \quad (1.1)$$

где $\underline{Z}_{11} = \alpha \underline{Z}_{\text{эк}} + (1-\alpha) \underline{Z}_{\text{эк}} \underline{Z}_H / [\underline{Z}_H + (1-\alpha) \underline{Z}_{\text{эк}}]$ – собственное

сопротивление; $\underline{Z}_{12} = \alpha \underline{Z}_{\text{эк}} + (1-\alpha) \underline{Z}_{\text{эк}} + \alpha \underline{Z}_{\text{эк}} (1-\alpha) \underline{Z}_{\text{эк}} / \underline{Z}_H$ – взаимное

сопротивление; $M = (1-\alpha) \underline{Z}_{\text{эк}} / \underline{Z}_H$ – отношение сопротивления участка линии за

точкой отбора к сопротивлению ветви нагрузки; $k = \underline{E}_1 / \underline{E}_2$ – отношение

модулей ЭДС эквивалентных энергосистем.

Для построения годографа вектора тока $\underline{I}_1 = f(\delta)$ представим зависимость (1.1) в следующем виде:

$$\underline{I}_1 = \underline{\rho}_{I1} + \underline{R}_{I1}, \quad (1.2)$$

где радиус окружности годографа тока

$$\underline{R}_{I1} = \frac{kE_2}{\underline{Z}_{\text{эк}}} \frac{(1 + \underline{M})}{(1 + \alpha \underline{M})} e^{j(\delta + \varphi_{1+M} - \varphi_{\text{эк}} - \varphi_{1+\alpha M})}$$

смещение центра годографа тока относительно начала координат

$$\underline{\rho}_{I1} = -\frac{E_2}{\underline{Z}_{\text{эк}}} \frac{1}{(1 + \alpha \underline{M})} e^{-j(\varphi_{\text{эк}} + \varphi_{1+\alpha M})}$$

$$\varphi_{1+M} = \arg(1 + M), \quad \varphi_{1+\alpha M} = \arg(1 + \alpha M)$$

Векторная диаграмма \underline{I}_1 , построенная по (1.2), приведена на рисунке

1.3

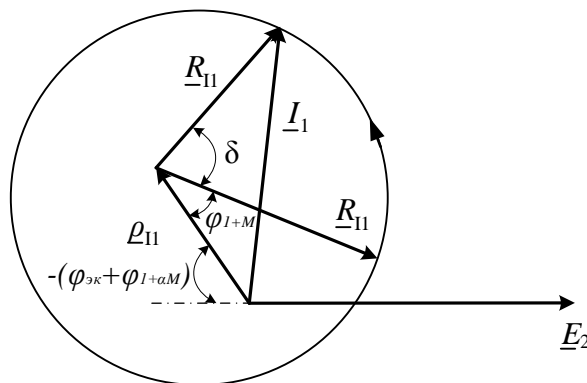


Рисунок 1.3 – Векторная диаграмма тока \underline{I}_1 в цикле асинхронного режима

Проведя анализ выражения (1.1), можно определить, что ток \underline{I}_1 , в цикле АР изменяется периодически с периодом: $T_{I1} = \frac{2\pi}{\omega}$. Максимальное и минимальное значение тока разнесены на 180 градусов, а максимальное значение определяется углом:

$$\delta_{I1\max} = 180^\circ - \varphi_{1+M}. \quad (1.3)$$

Для угла $\delta_{I1\max}$ можно выявить следующие закономерности:

- значение угла $\delta_{I_{1\max}}$ меньше 180 градусов – при ускорении \underline{E}_1 относительно \underline{E}_2 ($\delta > 0$);
- значение угла больше 180 градусов – при торможении \underline{E}_1 относительно \underline{E}_2 ($\delta > 0$);
- угол $\delta_{I_{1\max}}$ уменьшается с увеличением $\frac{Z_{\text{эк}}}{Z_{\text{н}}}$ (то есть, при увеличении $\varphi_{\text{эк}}$ и уменьшении $\varphi_{\text{н}}$);
- угол $\delta_{I_{1\max}}$ имеет зависимость от относительного размещения точки отбора мощности на электропередаче (α);
- не зависит от относительного соотношения ЭДС (k)

На рисунке 1.4 представлена зависимость $I_1 = f(\delta)$, для случая отсутствия отбора мощности, то есть при $Z_{\text{н}} = \infty$ и $M = 0$, для наиболее наглядного представления. Как было отмечено выше, данная зависимость имеет явно выраженные максимум и минимум.

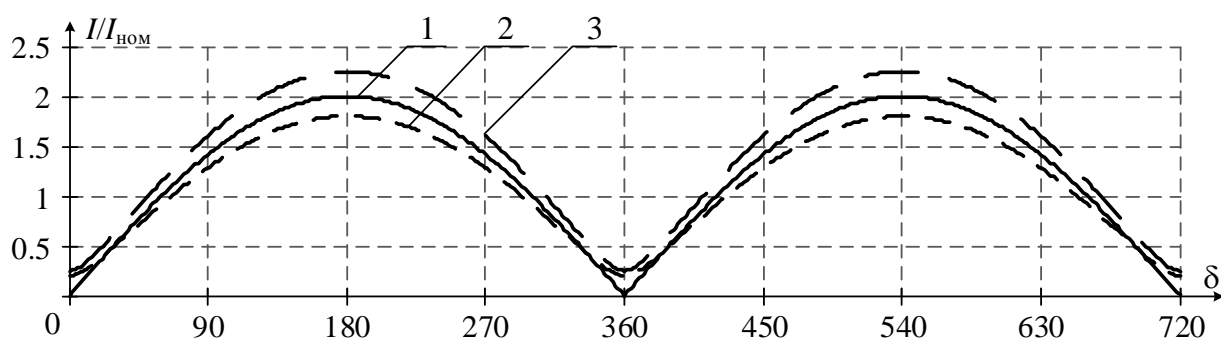


Рисунок 1.4 – Изменение тока I_1 в цикле асинхронного хода

$$1) E_1 = E_2; \quad 2) E_1 = 0,8E_2; \quad 3) E_1 = 1,2E_2$$

Как видно из представленных графиков изменения тока при АР аналогично режиму СК. Отличить два данных режима по току можно по максимальному значению тока в цикле и по периоду (длительности) самого цикла, то есть по скорости скольжения. При этом, следует отметить, что по значению тока отличить АР от СК невозможно, так как в некоторых режимах угол δ может достигать практически критического значения. Из всего сказанного можно сделать вывод, что селективная ликвидация АР возможна лишь по признаку длительных колебаний тока с контролем минимального и

максимального значения (или амплитуды) и временем цикла, не превышающего определённой величины.

Токовый принцип в устройствах АЛАР, установленных в ОЗ ОДУ Сибири применяется как в качестве резервного, так и в качестве основного.

Рассмотрим чувствительность устройств к АР по токовому признаку. Отношение максимального и минимального значения тока в одном цикле АР при различных значениях коэффициентов и в зависимости от угла, определяется из выражений (1.1) и (1.3) как

$$\frac{I_{1\max}}{I_{1\min}} = \frac{\left| (1 + \underline{M})ke^{j(180^\circ - \varphi_{1+M})} - 1 \right|}{\left| (1 + \underline{M})ke^{j(0^\circ - \varphi_{1+M})} - 1 \right|} = \frac{k|1 + \underline{M}| + 1}{k|1 + \underline{M}| - 1}, \quad (1.4)$$

где $|1 + \underline{M}| = \sqrt{1 + 2M \cos \varphi_M + M^2}$; $\varphi_M = \arg \underline{M} = \varphi_{\text{ЭК}} - \varphi_{\text{Н}}$; $M = |\underline{M}|$.

Анализируя (1.4), можно сделать вывод что отношение максимального и минимального значения токов может стремиться к бесконечности, при $(1 + \underline{M})ke^{j(0^\circ - \varphi_{1+M})} = 1$. а минимального значения равного 2,5 достигает при $k = 1,25, \alpha = 0, Z_{\text{ЭК}}/Z_{\text{Н}} = 1, \varphi_{\text{ЭК}} = 70^\circ, \varphi_{\text{Н}} = 30^\circ$.

При этом, максимальное и минимальное значение тока при АР достигаются при различных коэффициентах, то есть в различных схемно-режимных ситуациях. Следует отметить, что при отсутствии промежуточного отбора мощности при всех равных условиях, соотношение токов увеличивается, следовательно, величина и наличие отбора мощности отрицательно сказываются на чувствительности токового органа.

Выражения для тока \underline{I}_2 могут быть получены аналогично выражениям для \underline{I}_1 .

1.2.2 Изменение напряжения и угла между векторами напряжения

Для определения закономерности изменения вектора напряжения в месте установки устройства АЛАР определим закономерности изменения вектора напряжения по всей электропередаче, то есть в узле отбора мощности и в произвольных точках электропередачи до и после отбора.

Выражение для узла отбора мощности:

$$\underline{U}_n = \underline{E}_1 = \underline{I}_1 \alpha \underline{Z}_{\text{эк}} = \frac{\underline{E}_2}{1 + \alpha \underline{M}} [\alpha + (1 - \alpha) k e^{j\delta}] \quad (1.5)$$

Выражение для промежуточных точек n_1 (до отбора) и n_2 (после отбора):

$$\underline{U}_{n1} = \underline{E}_1 - \alpha_1 \underline{Z}_{\text{эк}} \underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_2}{1 + \alpha \underline{M}} \left\{ \alpha_1 + [(1 - \alpha) + (\alpha - \alpha_1) \underline{M}] k e^{j\delta} \right\}, \quad (1.6)$$

$$\underline{U}_{n2} = \underline{E}_2 - (1 - \alpha_2) \underline{Z}_{\text{эк}} \underline{I}_2 = \frac{\underline{E}_2}{1 + \alpha \underline{M}} \left\{ \alpha_2 + \frac{\alpha_2 - \alpha}{1 - \alpha} \alpha \underline{M} + (1 - \alpha_2) k e^{j\delta} \right\}, \quad (1.7)$$

где α_1 и α_2 – аналогично α , относительная удалённость контролируемых точек n_1 и n_2 от E_1 .

Из выражений (1.5), (1.6) и (1.7) можно сделать следующие выводы:

- максимум напряжения в точке отбора U_n соответствует значению угла $\delta = 0^\circ$;
- минимум напряжения в точке отбора U_n соответствует значению угла $\delta = 180^\circ$;
- в точках до и после отбора максимальное и минимальное значения достигаются в отличных углах от 0° до 180° ;
- общее выражение для минимума напряжения в произвольной точке электропередачи n_1 – $\delta = 180^\circ - \arg[1 - \alpha_1 + (\alpha - \alpha_1) \underline{M}]$;
- общее выражение для максимума напряжения в произвольной точке электропередачи n_1 – $\delta = -\arg[1 - \alpha_1 + (\alpha - \alpha_1) \underline{M}]$.

Наличие закономерностей, представленных выше, позволяет выявлять АР по изменению напряжения аналогично токовому принципу.

Вид выражений (1.5), (1.6) и (1.7) позволяет построить годограф вектора напряжения в любой произвольной точке электропередачи (относительно \underline{E}_2) как окружность со следующими параметрами:

$$\underline{R}_{U_n} = \frac{(1-\alpha)kE_2}{|1+\alpha M|} e^{j(\delta-\varphi_{1+\alpha M})}; \underline{\rho}_{U_n} = \frac{\alpha E_2}{|1+\alpha M|} e^{-j\varphi_{1+\alpha M}}. \quad (1.8)$$

При построении годографа примем \underline{E}_1 неподвижным, выражение для вектора напряжения в точке промежуточного отбора мощности будет иметь следующее выражение:

$$\underline{U}_{nE1} = \underline{U}_n e^{-j\delta} = \frac{E_2}{1+\alpha M} [(1-\alpha)k + \alpha e^{j\delta}]. \quad (1.9)$$

Годографы вектора напряжения в точке отбора мощности представлены на рисунке 1.5.

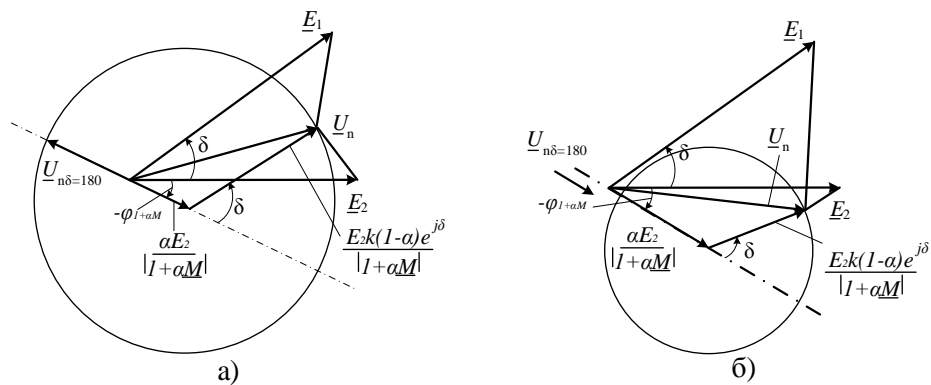


Рисунок 1.5 – Векторная диаграмма напряжения в точке отбора

а) при нахождении ЭЦК между \underline{E}_1 и \underline{U}_n ; б) при нахождении ЭЦК между \underline{E}_2 и \underline{U}_n

Из рисунка 1.5 можно сделать следующие выводы:

- вектор \underline{E}_1 совершает полные провороты относительно вектора \underline{E}_2 ;
- при определённом значении угла δ вектора напряжения в точке отбора \underline{U}_n находится в противофазе с вектором ЭДС одной или другой энергосистемы (с \underline{E}_2 или \underline{E}_1), что зависит от расположения и величины отбора;
- в цикле АР возможно снижение напряжения в точке электропередачи, зависящей от схемно-режимной ситуации до нуля (точка ЭЦК).

Нахождение расположения ЭЦК является важной задачей для устройства АЛАР, для нахождения этой точки примем следующие обозначения:

- δ_{U_0} – угол между \underline{E}_1 и \underline{E}_2 , при котором на электропередаче возникает точка с нулевым напряжением;
- $\alpha_{ЭЦК}$ – относительная удаленность ЭЦК от \underline{E}_1 ;
- $\underline{U}_{\alpha_{ЭЦК}}$ – напряжение в точке, в которой значение напряжения опускается до 0;
- \underline{U}_{nU_0} – напряжение в узле отбора при угле ($\delta = \delta_{U_0}$), при котором напряжение в ЭЦК снижается до 0.

Как было сказано выше, напряжение в ЭЦК снижается до 0 при условии нахождения в противофазе векторов \underline{E}_1 и \underline{U}_{nU_0} . При данном условии для угла δ_{U_0} можно записать следующее выражение:

$$\delta_{U_0} = \arcsin \left[-\frac{(1-\alpha)kM}{|1+\alpha M|} \sin \varphi_M \right] - \varphi_{1+\alpha M}. \quad (1.10)$$

И для обратного условия, когда в противофазе находятся вектора \underline{E}_2 и \underline{U}_{nU_0} :

$$\delta_{U_0} = \arcsin \left[-\frac{\alpha^2 M}{(1-\alpha)k} \sin \varphi_M \right] - \varphi_{1+\alpha M}. \quad (1.11)$$

Для двух случаев из выражений (1.10) и (1.11) удалённость точки ЭЦК от \underline{E}_1 можно определить следующим образом:

$$\alpha_{\text{ЭЦК}} = \alpha \frac{k|1 + \alpha M|}{k|1 + \alpha \underline{M}| - \alpha \cos(\delta_{U0} + \varphi_{1+\alpha M}) - (1 - \alpha)k \cos(\varphi_{1+\alpha M})}, \quad (1.12)$$

$$\alpha_{\text{ЭЦК}} = (1 - \alpha) \frac{\alpha \cos \varphi_{1+\alpha M} + (1 - \alpha)k \cos(\delta_{U0} - \varphi_{1+\alpha M})}{\alpha \cos \varphi_{1+\alpha M} + (1 - \alpha)k \cos(\delta_{U0} - \varphi_{1+\alpha M}) - |1 + \alpha \underline{M}|} + \alpha. \quad (1.13)$$

Следует отметить, что выражение для электропередачи без точки промежуточного отбора мощности ($M = 0$) имеет следующий вид:

$$\alpha_{\text{ЭЦК}} = \frac{k}{k + 1} \quad (1.14)$$

Также, для электропередачи без промежуточного отбора мощности приведём графики изменения напряжения при различных соотношениях модулей ЭДС E_1 и E_2 в точке соответствующей ЭЦК приведены на рисунке 1.6, а также в точке удаленной от ЭЦК ($\alpha_{a^*} = 0,2$) на рисунке 1.7, при некотором упрощении, которое позволяет определить угол минимального напряжения как 180 градусов.

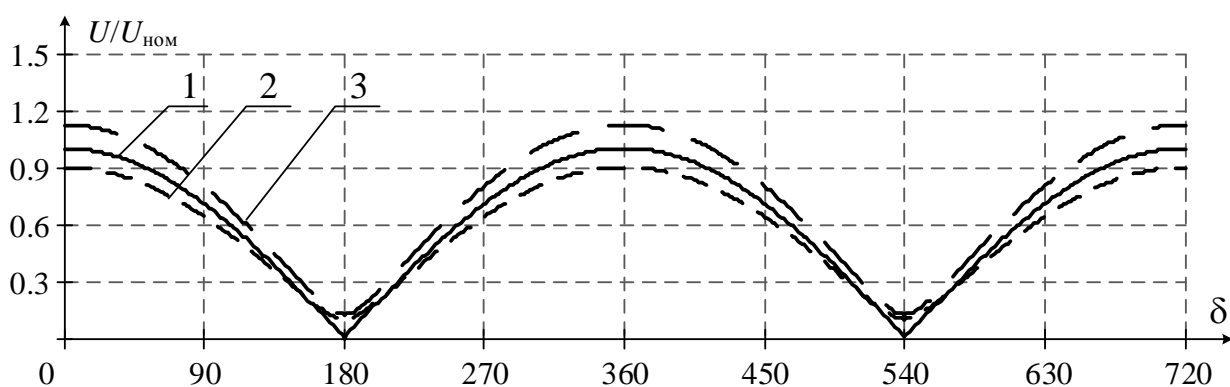


Рисунок 1.6 – Изменение напряжения в точке ЭЦК при асинхронном режиме

$$1) E_1 = E_2; \quad 2) E_1 = 0,8E_2; \quad 3) E_1 = 1,2E_2$$

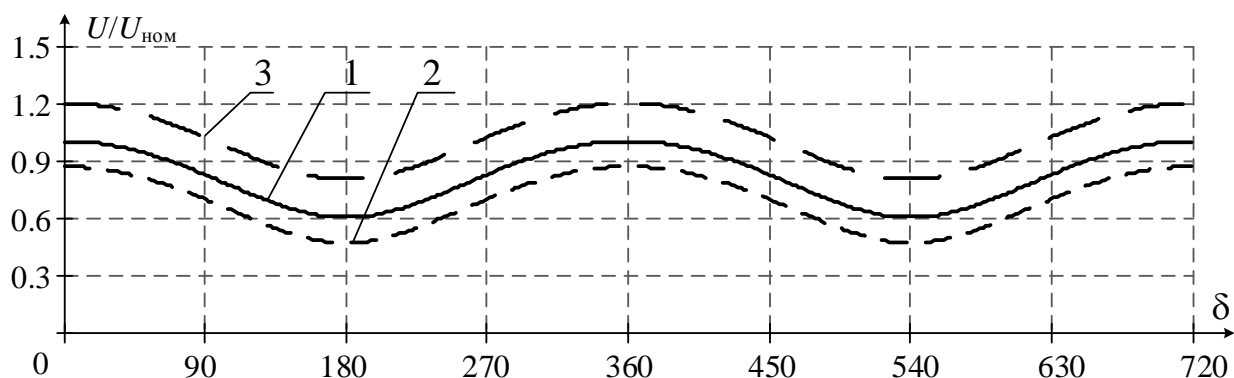


Рисунок 1.7 – Изменение напряжения в точке, удалённой от ЭЦК, при асинхронном режиме

$$1) E_1 = E_2; 2) E_1 = 0,8E_2; 3) E_1 = 1,2E_2$$

Необходимо также отметить, что из анализа выражений (1.12) и (1.13) следует, что промежуточный отбор мощности, при всех равных условиях, смещает точку ЭЦК к отбору (относительно положения без отбора), а смещение определяется величиной отбора (чем больше отбор, тем ближе к нему ЭЦК).

Для контроля вектора напряжения произвольных точек электропередачи можно сделать следующие выводы:

- если две произвольные точки электропередачи лежат по разные стороны от ЭЦК, то вектора напряжения этих точек совершают полные провороты;
- при нахождении двух точек по одну сторону от ЭЦК – между их векторами напряжения происходят колебание не превышающие 180° .

Из приведённых выражений видно, что моделирование вектора напряжения в удалённом узле по данным локальных измерений в месте установки устройства является теоретически обоснованной и практически реализуемой задачей.

Устройства, основанные на данном принципе, производят моделирование сети схемой замещения. Например, моделируя электропередачу, как с промежуточным так и без промежуточного отбора

мощности двухполюсником, с сопротивлением $\underline{Z}_{ДП} = \underline{Z}_{12}$ и использовании локальных параметров, измеряемых в узле установки устройства (\underline{E}_1 и \underline{I}_1) с применением выражения (1.1) можно вычислить вектор $\underline{K}_1 \underline{E}_1$ ($\underline{K}_1 = \underline{Z}_{12} / \underline{Z}_{11} = 1 + (1 - \alpha) \underline{M}$). А при задании параметрами двухполюсника $\underline{Z}_{ДП} = \underline{Z}_{11}$ вектор $\underline{K}_2 \underline{E}_2$ ($\underline{K}_2 = 1 / \underline{K}_1$).

С учётом проведённого анализа можно сделать выводы, что наиболее точный способ выявления АР и определения места положения ЭЦК является контроль угла между векторами напряжения в узлах, находящихся с одной стороны от промежуточного отбора мощности, по причине того, что нет необходимости моделировать промежуточную нагрузку. Однако, в современных микропроцессорных устройствах АЛАР, при точном моделировании промежуточной нагрузки и при определённой величине её изменения представляется возможным контроль угла, между узлами, находящимися по разные стороны от промежуточного отбора мощности [20], [21], [22].

Из анализа изменения напряжения и угла между векторами напряжения можно сделать следующие выводы:

- Выявление АР возможно путём фиксации относительного проворота векторов напряжения при контроле векторов напряжения по разные стороны от ЭЦК.
- Выявление АР возможно путём фиксации перехода взаимного угла через 0 ($-\varphi_{1+\alpha M}$) и, при этом, нахождении углов вектора напряжения в районе 180 градусов.

1.2.3 Изменение взаимного скольжения векторов ЭДС

Проведя анализ изменения скольжения в режиме СК и АР можно сделать следующие выводы (s_{12} – скольжение \underline{E}_1 относительно \underline{E}_2):

- В режиме СК взаимное скольжение колеблется около 0, периодически изменяя знак.

- В АР s_{12} сохраняет знак постоянным, так как при АР и нахождении ЭЦК на электропередаче происходит непрерывное увеличение угла.

Контроль s_{12} на практике выполнять затруднительно, по этой причине, так как в предыдущем разделе было показана возможность работы с векторами напряжения, необходимо рассмотреть связь s_{12} и скольжения векторов напряжения.

Примем, что контроль скольжения производится в произвольных узлах электропередачи (n_1 и n_2), при этом о зависимости $s_{n_1 n_2}/s_{12} = f(\delta)$ можно сделать следующие выводы [6]:

- при контроле скольжения в двух узлах по одну сторону от ЭЦК зависимость дважды меняет свой знак;
- при контроле скольжения в двух узлах по разные стороны от ЭЦК зависимость не меняет знака.

Таким образом, возможно использование взаимного скольжения векторов напряжения двух контролируемых узлов электропередачи в качестве признака АР. Признаком АР является неизменный знак скольжения в течение некоторого промежутка времени так же, как дополнительный признак, возможно, использовать наличие угла в зоне близкой к 180 градусам.

Следует отметить, что в литературе указывается на возможность реализации способа выявления момента наступления АР (перехода взаимного угла через его критическое значение) по изменению знака производной взаимного скольжения при выполнении дополнительного условия. Например, при пониженном относительном номинальном значении напряжения [5].

1.2.4 Изменение сопротивления, измеряемого в узле

Сопротивления в узле установки устройства определяется с использованием напряжения и тока. Запишем выражение для сопротивления, определённого в узле n (с помощью напряжения \underline{U}_n и тока \underline{I}_1) с учётом (1.5) и (1.1):

$$\underline{Z}_{p1n} = \frac{U_n}{I_1} = \underline{\rho}_{1n} + \underline{R}_{1n} e^{j\Phi_{1n}}, \quad (1.15)$$

$$\text{где } \underline{\rho}_{1n} = \left(-\alpha + \frac{1 + \alpha \underline{M}}{1 + \underline{M}} \frac{|1 + \underline{M}|^2 k^2}{|1 + \underline{M}|^2 k^2 - 1} \right) \underline{Z}_{\text{эк}}, \quad \underline{R}_{1n} = \frac{1 + \alpha \underline{M}}{(1 + \underline{M})^2} \frac{|1 + \underline{M}|^2 k}{|1 + \underline{M}|^2 k - 1} \underline{Z}_{\text{эк}}$$

$$\Phi_{1n} = -\delta - 2 \operatorname{arctg} \frac{\sin(\delta + \varphi_{1+M})}{(1 + \underline{M})k - \cos(\delta + \varphi_{1+M})}$$

Также для любой другой точки n_1'' на электропередаче, отстоящей на $\Delta \underline{Z}_{\text{эк}}$ от точки отбора мощности справедливо:

$$\underline{Z}_{p1n1} = \underline{Z}_{p1n} + \Delta \underline{Z}_{\text{эк}} \quad (1.16)$$

Из вида выражения (1.15) можно сделать вывод, что максимальное значение сопротивления достигает при: $\Phi_{1n} = \arg \underline{\rho}_{1n} - \arg \underline{R}_{1n}$, минимальное значение сопротивления $\underline{Z}_{p1n \min}$ достигается при: $\Phi_{1n} = -\arg \underline{\rho}_{1n} - \arg \underline{R}_{1n}$.

Годографом сопротивления \underline{Z}_{p1n} является окружность радиусом \underline{R}_{1n} с центром, смещённым относительно начала координат на вектор $\underline{\rho}_{1n}$. Согласно (1.15) годограф для точки на электропередаче \underline{Z}_{p1n1} имеет дополнительное смещение на вектор $\Delta \underline{Z}_{\text{эк}}$. Максимальному значению сопротивления соответствуют значения:

$$\arg \underline{\rho}_{1n} = \operatorname{arctg} \left(\frac{k^2 (1 - \alpha) M \sin \varphi_M}{\alpha (k^2 |1 + \underline{M}|^2 - 1) - k^2 [1 + \alpha M^2 + (1 + \alpha) M \cos \varphi_M]} \right)$$

$$\arg \underline{R}_{1n} = \operatorname{arctg} \frac{\alpha M \sin \varphi_M}{1 + \alpha M \cos \varphi_M} - 2 \operatorname{arctg} \frac{M \sin \varphi_M}{1 + M \cos \varphi_M}$$

Для дальнейшего анализа углов δ , при которых достигается наибольшее и наименьшее значения сопротивления \underline{Z}_{p1n} , а также отношение $\underline{Z}_{p1n \max} / \underline{Z}_{p1n \min}$, примем M и k известными величинами, а для наглядного представления изменений сопротивления \underline{Z}_{p1n} в цикле AP рассмотрим случай, при отсутствии

промежуточного отбора мощности в узле ($M=0$). Анализируя годографы векторов сопротивлений в различных схемно-режимных ситуациях (различных k и α), представленных на рисунке 1.8 можно сделать следующие выводы:

- Геометрическим местом центров C_δ годографа сопротивления \underline{Z}_{p1n} является прямая, проходящая через начало координат и совпадающая по направлению с вектором $\underline{Z}_{эк}$ (отрезок ВА), в её части, лежащей вне отрезка ВА (Рисунок 1.8, а).
- В пределе при $k = \infty$ ($E_2 = 0$) центр окружности совпадает с точкой В, а при $k = 0$ ($E_1 = 0$) – с точкой А.
- Прямая, перпендикулярная середине отрезка ВА, является годографом \underline{Z}_{p1n} при $k = 1$.
- Зона существования \underline{Z}_{p1n} в функции δ , k и α заключена между граничными годографами (для граничных значений k).
- Изменение α отражается лишь на положении начала координат (Рисунок 1.8, б, оси jX'' и R''), перемещающегося по вектору $\underline{Z}_{эк}$ от точки А ($\alpha = 1$, оси jX'' и R'') до точки В ($\alpha = 1$, оси jX'' и R'').
- Максимальное значение модуля вектора Z_{p1n} наступает при $\delta = 0$ и с учётом $k_{\max} = 1,25$: $Z_{p1n0} \geq 4Z_{эк}$.
- Минимальное значение модуля вектора Z_{p1n} наступает при $\delta = 180^\circ$ и с учётом $k_{\min} = 0,8$: $Z_{p1n180} \geq 0,56Z_{эк}$.
- При некоторых соотношениях α и k значение Z_{p1n} может значительно изменяться в цикле АР при изменении δ от 0 до 180° .
- Значительное изменение напряжения в цикле АР позволяет надёжно отличить по величине Z_{p1n} зону углов $\delta \approx 180^\circ$ от зоны $\delta \approx 0^\circ$.
- При наличии промежуточного отбора мощности минимальное отношение максимального и минимального значений может быть как больше, так и меньше по сравнению со случаем отсутствия отбора мощности.

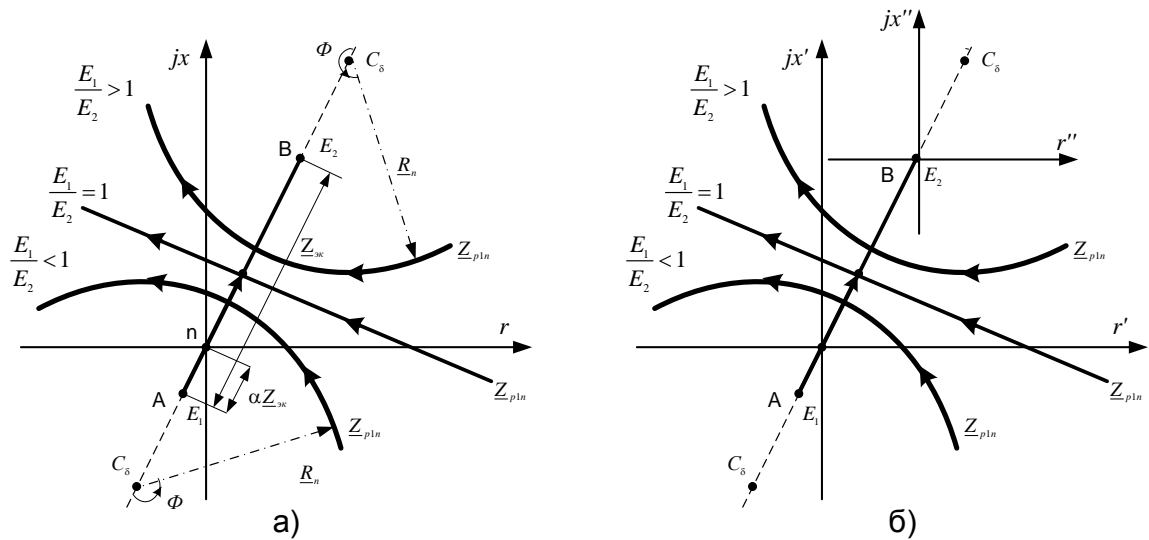


Рисунок 1.8 – Годографы при постоянных α и k :

а) в точке отбора мощности б) в конечном узле электропередачи

1.2.5 Изменение угла между напряжением и током

Для обоснования возможности использования данного параметра для выявления АР определим закономерность изменения угла между напряжением и током в месте установки устройства АЛАР.

Фазовый угол φ_{Zp} , то есть угол между напряжением и током является аргументом вектора сопротивления и, следовательно, выражение для его нахождения при измерении \underline{U}_n и \underline{I}_1 имеет следующий вид:

$$\varphi_{Zp} = \arg \underline{Z}_{p1n} = \arg \underline{U}_n - \arg \underline{I}_1. \quad (1.17)$$

С использованием векторной диаграммы, приведённой на рисунке 1.3, получим следующее выражение для угла:

$$\varphi_{Zp1n} = \varphi_{\text{эк}} - 90^\circ + \frac{\delta - \varphi_{1+M}}{2} - \arctg \frac{\alpha \sin \delta}{(1 - \alpha)k + \alpha \cos \delta} \quad (1.18)$$

$$+ \arctg \left(\frac{k|1 + \underline{M}| - 1}{k|1 + \underline{M}| + 1} \text{ctg} \frac{\delta + \varphi_{1+M}}{2} \right)$$

Также, с учётом (1.16) можно определить фазовый угол для произвольной точки на электропередаче n_1 ($\Delta Z_{эк}$ – расстояние до точки отбора). Положительный φ_{Zp} соответствует случаю отставания вектора тока.

$$\varphi_{Zp1n1} = \arctg \frac{\Delta Z_{эк} \sin \varphi_{эк} + Z_{p1n} \sin \varphi_{Zp1n}}{\Delta Z_{эк} \cos \varphi_{эк} + Z_{p1n} \cos \varphi_{Zp1n}} \quad (1.19)$$

С учётом представленных выражений можно сделать следующие выводы:

- Фазовый угол в цикле АР может изменяться как до 90 градусов, так и до 360 градусов, при этом если угол достигает значения 180 градусов, то он колеблется с амплитудой $\pm 180^\circ$.
- Для случая отсутствия отбора мощности и измерения угла близ данного отбора характерно, что фазовый угол в момент $\delta = 180^\circ$ и в момент $\delta = 0^\circ$ имеет одинаковое значение, а при $k = 1$ отличие составляет $\pm 90^\circ$, а при $k \neq 1$ на $\pm 180^\circ$, что можно записать следующим выражением:

$$\varphi'_{Zp180} = \varphi'_{Zp0} \pm n90^\circ = \varphi_{эк} \pm n90^\circ \quad (1.20)$$

- Для случая наличия отбора выражение (1.20) имеет следующий вид (амплитуда колебаний фазового угла зависит уменьшается с увеличением $Z_{эк}/Z_n$ и k и может достигать достаточно малых значений):

$$\varphi'_{Zp180} - \varphi_{Zp180} = -\arctg \frac{k|1 + \underline{M}| \sin \varphi_M}{1 + k|1 + \underline{M}| \cos \varphi_M} > 0 \quad (1.21)$$

По проведённому анализу можно сказать, что момент возникновения АР, то есть превышения δ своего критического значения $\delta_{кр}$ ($\square 180^\circ$), может фиксироваться по изменению диапазона колебаний фазового угла, при этом необходима дополнительная фиксация момента превышения критического угла $\delta_{кр}$. Также, для случая отсутствия промежуточного отбора фазовый угол при любом условии будет изменяться в диапазоне: $\varphi_{эк}$ и $\varphi_{эк} \pm n90^\circ$.

1.2.6 Изменение мощности передаваемой по электропередаче

Изменение активной и реактивной мощности в зависимости от взаимного угла в цикле AP будем рассматривать отдельно.

Мощность от E_1 к точке отбора можно представить в следующем виде:

$$P_{1n} = \frac{P_{E2}}{|1 + \alpha \underline{M}|^2} [K_{1n} + H_{1n} \sin(\delta + \varepsilon_{P1n})] \quad (1.22)$$

$$Q_{1n} = \frac{P_{E2}}{|1 + \alpha \underline{M}|^2} [C_{1n} + D_{1n} \sin(\delta + \varepsilon_{Q1n})],$$

$$\text{где } P_{E2} = E_2^2 / Z_{\text{эк}}; K_{1n} = [-\alpha + (1 - \alpha)k^2] \cos \varphi_{\text{эк}} + (1 - \alpha)k^2 M \cos \varphi_{\text{н}};$$

$$H_{1n} = k \sqrt{1 + \alpha^2 M^2 - 4\alpha(1 - \alpha) \cos^2 \varphi_{\text{эк}} + 4\alpha^2 M \cos \varphi_{\text{эк}} \cos \varphi_{\text{н}} - 2\alpha M \cos(\varphi_{\text{эк}} - \varphi_{\text{н}})};$$

$$\varepsilon_{P1n} = \begin{cases} \operatorname{arctg} \frac{(2\alpha - 1) \cos \varphi_{\text{эк}} + \alpha M \cos \varphi_{\text{н}}}{\sin \varphi_{\text{эк}} + \alpha M \sin \varphi_{\text{н}}} \\ \operatorname{arcsin} \frac{k[(2\alpha - 1) \cos \varphi_{\text{эк}} + \alpha M \cos \varphi_{\text{н}}]}{H_{1n}} \end{cases};$$

$$C_{1n} = [-\alpha + (1 - \alpha)k^2] \sin \varphi_{\text{эк}} + (1 - \alpha)k^2 M \cos \varphi_{\text{н}};$$

$$D_{1n} = k \sqrt{1 + \alpha^2 M^2 - 4\alpha(1 - \alpha) \sin^2 \varphi_{\text{эк}} + 4\alpha^2 M \sin \varphi_{\text{эк}} \sin \varphi_{\text{н}} - 2\alpha M \cos(\varphi_{\text{эк}} - \varphi_{\text{н}})};$$

$$\varepsilon_{Q1n} = \begin{cases} \operatorname{arctg} \frac{(2\alpha - 1) \sin \varphi_{\text{эк}} + \alpha M \sin \varphi_{\text{н}}}{-\cos \varphi_{\text{эк}} - \alpha M \cos \varphi_{\text{н}}} \\ \operatorname{arcsin} \frac{k[(2\alpha - 1) \sin \varphi_{\text{эк}} + \alpha M \sin \varphi_{\text{н}}]}{H_{1n}} \end{cases}.$$

Определение угла ε выполняется с использованием таблицы 1-1.

Таблица 1-1 – Определение квадранта

arctg	arcsin ε	
	> 0	< 0
> 0	I квадрант	III квадрант
< 0	II квадрант	IV квадрант

Вид выражений для активной и реактивной мощности представленных в (1.22) говорит о том, что угловые характеристики представляют собой синусоиды, смещённые на определённый угол. При этом нулевое значение активной мощности определяется по следующему выражению:

$$\delta_{P=0,1n} = \begin{cases} -\varepsilon_{P1n} - \arcsin \frac{K_{1n}}{H_{1n}} \\ -\varepsilon_{P1n} - \arcsin \frac{K_{1n}}{H_{1n}} + 180^\circ \end{cases} \quad (1.23)$$

Следует отметить, что в случае, когда $K_{n1} > H_{n1}$ – зависимость активной мощности $P_{n1} = f(\delta)$ не достигает нуля а выражение (1.23) не имеет решения.

Угол $\delta_{P=0,1n}$ при котором активная мощность пересекает ось абсцисс ($P_{n1} = 0$) может смещаться в любую сторону относительно 180 градусов по этой причине зоны углов, в которых $P_{n1} > 0$ и $P_{n1} < 0$ не всегда будут равны [6]. в свою очередь наличие промежуточного отбора мощности смещает зависимость $P_{n1} = f(\delta)$: при $\alpha < \alpha_{ЭЦК}$ в сторону положительных, а при $\alpha > \alpha_{ЭЦК}$ в сторону отрицательных значений.

Годограф полной мощности ($S = P + jQ$) является эллипсом, что показано на рисунке 1.9 . На данном рисунке приведены зависимости $P_{n1} = f(\delta)$ и годографы $\underline{S}_{n1} = f(\delta)$ для двух расчетных случаев (в относительных единицах, $P_{баз} = P_{E2}$).

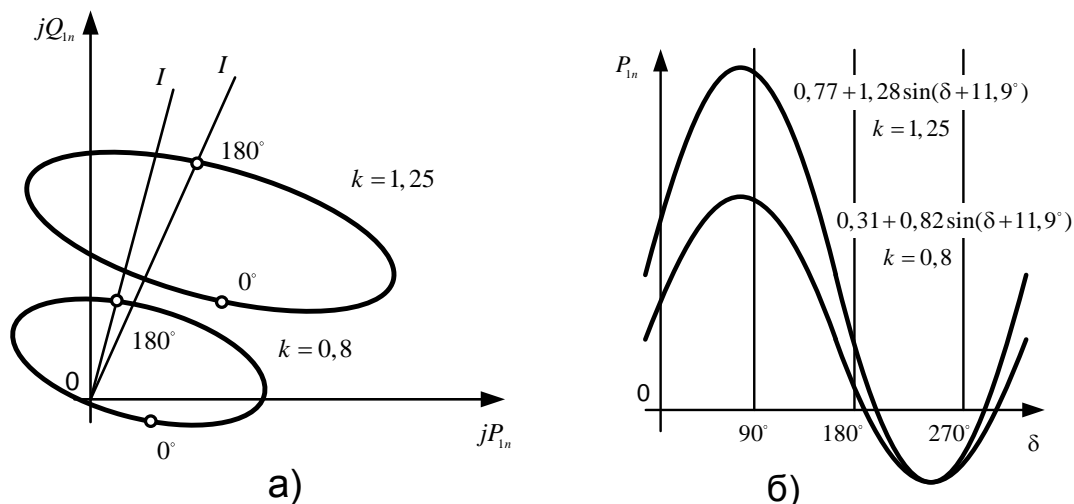


Рисунок 1.9 – Изменения мощности в узле электропередачи для случая наличия отбора мощности ($Z_{эк}/Z_n = 1$; $\varphi_{эк} = 90^\circ$; $\varphi_n = 0^\circ$; $\alpha = 0,3$; при $k = 1,25$ и $k = 0,8$):

а) – годографы $\underline{S}_{n1} = f(\delta)$; б) — зависимость $P_{n1} = f(\delta)$

Таким образом, наличие в устройстве АЛАР реле мощности позволяет выявлять АР. Настройка устройства АЛАР предполагает фиксацию перехода годографа мощности из диапазона углов $\square 0 < \delta < 180^\circ$ в диапазон $\square 180^\circ < \delta < 360^\circ$, что соответствует линии 0 - I на рисунке 1.9.

1.2.7 Метод ортогональных функций

Также, следует отметить, что на основании метода измерения сопротивления в узле возможна реализация дистанционно-углового принципа работы, посредством разработанного отечественными производителями метода ортогональных функций [23].

Параметры распознавания АР вычисляются через проекции Z_m и Z_{0m} вектора Z на оси R' и jX' , соответственно, повернутые в комплексной плоскости относительно осей R и jX на некоторый угол φ_κ , дополняющий угол φ , эквивалентного сопротивления \underline{Z}_κ электропередачи до 90° :

$$\varphi_3 = 90^\circ - \varphi_k. \quad (1.24)$$

При этом искомые проекции, представленные на рисунке 1.10, вычисляются по формулам:

$$Z_m = Z \cdot \sin(\varphi_3 - \varphi), \quad (1.25)$$

$$Z_{0m} = Z \cdot \cos(\varphi_3 - \varphi). \quad (1.26)$$

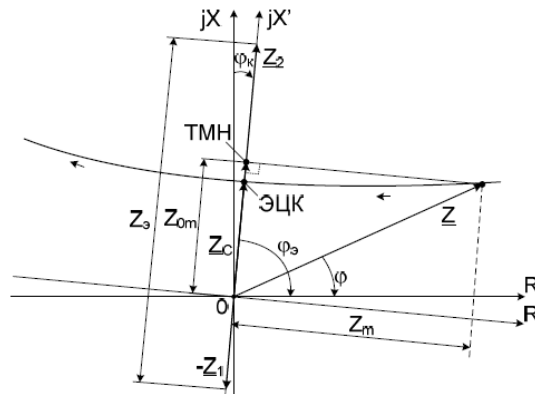


Рисунок 1.10 – Ортогональные составляющие входного сопротивления сети

Фактически Z_m и Z_{0m} относятся к точке минимального напряжения (ТМН) на электропередаче, определяя сопротивление до места подключения автоматики (контроля Z) и сопротивление, которое можно было бы измерить непосредственно в ТМН.

В данном методе принимается допущение, что ТМН совпадает с ЭЦК в диапазоне рабочих углов $90^\circ < \delta < 270^\circ$, где производится выявление АР. А также, рассмотрим случай без промежуточного отбора мощности. При этом при принятом диапазоне изменения k от 0,8 до 1,25 погрешность $\Delta Z = Z_{0m} - Z_c$, отнесённая к Z_3 , не превышает $\pm 2\%$. При приближении δ к 180° погрешность ΔZ стремится к нулю.

По методу ортогональных функций основополагающей для вычисления δ является его простая тригонометрическая связь с напряжением в ЭЦК(ТМН), которая может быть установлена с помощью векторной диаграммы, приведённой на рисунке 1.11.

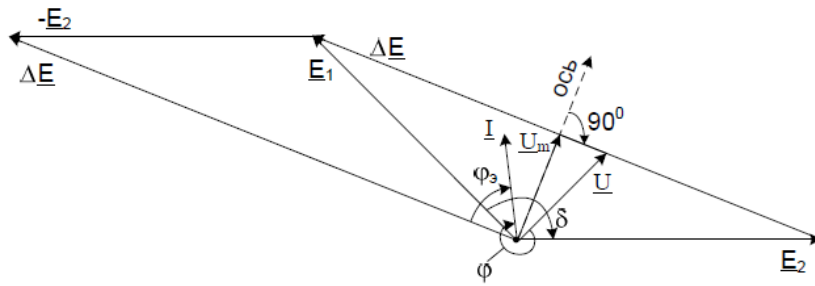


Рисунок 1.11 – Векторная диаграмма для режима AP без промежуточного отбора мощности

Напряжение U_m в ТМН может быть получено как проекция вектора напряжения U в контрольном узле на ось, перпендикулярную вектору ΔE , или определено из треугольника, образуемого векторами E_1 и E_2 , с высотой U_m :

$$U_m = U \cdot \sin(\varphi_3 - \varphi), \quad (1.27)$$

$$U_m = U_{m.\max} \cdot \cos \frac{\delta}{2}, \quad (1.28)$$

где $U_{m.\max} = \sqrt{2} \cdot E_1 \cdot E_2 / \sqrt{E_1^2 + E_2^2} \approx U_{ном}$

Напряжение U_m в данном методе вычисляется через проекцию Z_m :

$$U_m = Z_m \cdot I, \quad (1.29)$$

где I – ток электропередачи.

Из (1.27), (1.28) и (1.29) следует, что есть прямая тригонометрическая связь между Z_m и углом δ :

$$\delta = 2 \cdot \arccos \left(\frac{Z_m \cdot I}{U_{m.\max}} \right) \quad (1.30)$$

Скольжение, в данном методе, вычисляется по двум значениям моделируемого угла δ_m как отношение:

$$s = (\delta_{m1} - \delta_{m0}) / \Delta t, \quad (1.31)$$

где δ_{m1} и δ_{m0} – усреднённые значения угла δ_m , рассчитанные по измеренным данным в соответственно в начале и в конце рассматриваемого интервала времени; Δt – длительность этого интервала.

При этом возможно обнаружение угрозы АР до его начала, то есть, до перехода через критический угол производится по фазовым траекториям в координатах «угол-скольжение» (рисунок 1.12).

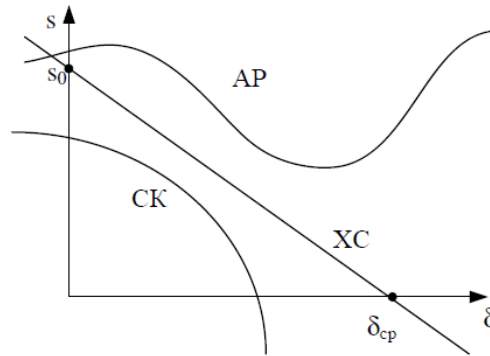


Рисунок 1.12 – Фазовые траектории для режима СК и АР в координатах «угол-скольжение»

Данный принцип возможен, поскольку в АР траектория идёт выше, чем при СК, а следовательно выявление АР можно осуществлять по условию превышения углом δ_m линейной характеристики срабатывания (ХС):

$$\delta_m > \delta_{cp} - \tau \cdot s_m, \quad (1.32)$$

где δ_{cp} – угол срабатывания при $s_m = 0$ (смещение ХС по оси δ_m); τ – величина, задающая наклон ХС.

Факт начала АР после прохождения критического угла распознаётся по совпадению знаков δ , s и ds/dt внутри зоны срабатывания:

$$\text{sign}(s) = \text{sign}(ds/dt) = \text{sign}(U_{in}), \quad (1.33)$$

где U_{in} – напряжение U_m в момент захода в зону срабатывания.

1.2.8 Обобщение

В результате проведённого исследования закономерностей изменения режимных параметров при АР можно сделать ещё несколько обобщённых выводов:

- Замещение частей электропередачи эквивалентными двухполюсниками позволяет проводить анализ и строить годографы векторов в функции от угла, при этом характер изменения параметров режима сохраняется. Различия заключаются в величинах смещения, размерах и конфигурации годографов.
- При отсутствии промежуточного отбора мощности максимальные и минимальные значения режимных параметров соответствуют углам 0, 90 и 180 градусов.
- При наличии промежуточного отбора мощности максимальные и минимальные значения режимных параметров не соответствуют углам 0, 90 и 180 градусов (за исключением напряжения в точке отбора мощности).

Таким образом, можно с уверенностью сказать, что приведённые параметры могут использоваться устройствами АЛАР для надёжного выявления АР и определения точки ЭЦК. Большинство данных способов реализовано в устройствах ПА, применяемых в России.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Помимо инженерных и технологических преимуществ в области энергетики важным и зачастую определяющим фактором является оценка таких факторов, как: экономическая эффективность, экономическая привлекательность, коммерческий потенциал и ресурсоэффективность исследования. Автоматика ЭС не является исключением и требует всестороннего анализа на предмет выявления наиболее эффективного и экономически выгодного варианта решения той или иной проблемы.

Целью данного раздела является определение перспективности, эффективности и целесообразности проведения научного исследования посредством качественного анализа исследования, а также проведение временного и экономического планирование исследовательской работы.

Прежде всего, в силу исследовательской направленности работы потенциальным потребителем результатов может стать акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») - специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России, а также собственники энергообъектов. Так как все перечисленные субъекты заинтересованы в использовании наиболее современных и перспективных комплексов противоаварийной автоматики с оптимизированным процессом выбора уставок работы. Также интерес к данной работе могут проявлять предприятия, разрабатывающие и производящие устройства противоаварийной автоматики энергосистем, такие как ООО НПП «ЭКРА», ОАО «НИИПТ», ООО «Прософт-Системы» и другие.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Сегментом рынка в данном случае является электроэнергетика, а критериями сегментирования:

- Отрасль, которой является энергетика;
- Определенная услуга (разработка мероприятий для предотвращения нарушения синхронной динамической устойчивости генераторов Калининской АЭС).

Карта сегментирования представлена в Таблица 3.1.

Таблица 3.1 – Карта сегментирования рынка

		Административно хозяйственное деление ЕЭС				
		Оптовые генерирующие компании (ОГК)	Территориальные генерирующие компании (ТГК)	Распределительные компании (РК)	Компании, занимающие оперативно-диспетчерским управлением	Сетевые компании (СК)
Условия бесперебойного энергоснабжения потребителя	Строительство электростанции	х				
	Строительство подстанций			х		х
	Выбор схем системообразующей сети				х	х
	Выбор схем распределительной сети			х		
	Строительство и техническое обслуживание линий электропередач			х		х
	Управление режимами электрической сети				х	
	Проведение семинаров для повышения качества обслуживающего персонала	х	х	х	х	х
	Выбор противоаварийной автоматики				х	
	Обеспечение механизмов оптового и розничных рынков электрической	х	х		х	

	энергии и мощности					
--	--------------------	--	--	--	--	--

Как видно из карты сегментирования, две компании из представленного списка наиболее задействованы в обеспечении бесперебойного электроснабжения потребителей.

К сетевым компаниям в нашей стране можно отнести ПАО "ФСК ЕЭС", а к компаниям, обеспечивающим оперативно-диспетчерское управление в нашей стране, относят АО «СО ЕЭС». Проекты по реализации предложенных мероприятий, необходимы для предотвращения системных аварий, обеспечения надежности энергетической системы.

Основным же сегментом данного рынка являются компании, занимающиеся оперативно-диспетчерским управлением энергосистемы.

3.1.2 Анализ исследования по технологии QuaD

Анализ исследования по данной технологии позволяет наиболее полно измерить характеристики, описывающие качество новой разработки и её перспективы развития и внедрения. Данный инструмент позволяет произвести оценку качества и перспективности исследования.

Проведем оценку исследования по следующим группам показателей:

1) Показатели оценки качества разработки:

- обеспечение надежного отключения АР;
- учёт различных схемно-режимных ситуаций;
- временные затраты на определение уставок;
- единообразие расчёта уставок;

2) Показатели оценки коммерческого потенциала разработки:

- конкурентоспособность решения;
- перспективность решения;
- затраты на внедрение;
- финансовая эффективность научной разработки;
- срок внедрения.

Технология является гибкой, так как оцениваемые показатели качества и перспективности новой разработки (исследования) определяются на основании конкретного объекта исследования и учитывают его конкретные технические и экономические особенности разработки, создания и коммерциализации.

Проведём оценку QuaD в табличной форме для большей наглядности. (Таблица 3.2).

Таблица 3.2– Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Обеспечение надежного отключения АР	0,2	80	100	0,8	0,16
2. Учёт различных схемно-режимных ситуаций	0,13	75	100	0,75	0,0975
3. Временные затраты на определение уставок	0,12	90	100	0,9	0,108
4. Единообразие расчёта уставок	0,14	87	100	0,87	0,1218
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность решения	0,07	90	100	0,9	0,063
9. Перспективность решения	0,1	88	100	0,88	0,088
10. Затраты на внедрение	0,08	89	100	0,89	0,0712
11. Финансовая эффективность научной разработки	0,1	92	100	0,92	0,092
12. Срок внедрения	0,06	90	100	0,9	0,054
Итого	1				0,856

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (3.37)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Значение показателя P_{cp} составляет 85,6%, следовательно, разработка считается перспективной.

По результатам оценки качества и перспективности можно сделать вывод, что данная разработка имеет шансы на получения достаточного инвестирования, так как является перспективной. Также были выявлены направления её дальнейшего улучшения, а именно определение универсального способа настройки автоматики, а также повышения конкурентоспособности решения путём апробации его работы в актуальной модели энергосистемы в различных схемно-режимных ситуациях.

3.1.3 FAST-анализ

Методика быстрого анализа решения позволяет провести анализ затрат, связанных с созданием и использование любого объекта, который выполняет должен выполнять заданные функции и выявить среди них неоправданные затраты, связанные с реализацией ненужных функций. Выполнение FAST-анализа предполагает шесть стадий.

В качестве объекта анализа выступает устройство АЛАР, установленное на конкретном объекте.

Для дальнейшего анализа произведём классификацию функций объекта (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование	Выполняемая функция	Ранг функции		
		Главная	Основная	Вспомогательная
Пусковой орган	Сигнал на УВ (ДС)	X		

Выявительный орган, фиксирующий АР	Фиксация возникновения АР; Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке		X	
Орган направления мощности	Определение знака скольжения			X
Цикловой выявительный орган	Подсчёт числа циклов			X

Для оценки значимости определённых функций воспользуемся методом расстановки приоритетов.

Построим матрицу смежности функций (Таблица 3.4), где «<» – менее значимая; «=» – одинаковые функции по значимости; «>» – более значимая;

Таблица 3.4 – Матрица смежности

	Сигнал на УВ (ДС)	Фиксация возникновения АР	Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке	Определение знака скольжения	Подсчёт числа циклов
Сигнал на УВ (ДС)	=	>	>	>	>
Фиксация возникновения АР	<	=	=	>	>
Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке	<	=	=	>	>
Определение	<	<	<	=	>

знака скольжения					
Подсчёт числа циклов	<	<	<	>	=

На основании матрицы смежности строится матрица количественных соотношений (Таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Матрица количественных соотношений

	Сигнал на УВ (ДС)	Фиксация возникновения АР	Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке	Определение знака скольжения	Подсчёт числа циклов	Итого
Сигнал на УВ (ДС)	1	1,5	1,5	1,5	1,5	7
Фиксация возникновения АР	0,5	1	1	1,5	1,5	5,5
Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке	0,5	1	1	1,5	1,5	5,5
Определение знака скольжения	0,5	0,5	0,5	1	0,5	3
Подсчёт числа циклов	0,5	0,5	0,5	1,5	1	4
					Сумма	25

По Таблица 3.5 определим относительную значимость:

- Сигнал на УВ (ДС) – 0,28;
- Фиксация возникновения АР – 0,22;
- Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке – 0,22;

- Определение знака скольжения – 0,12;
- Подсчёт числа циклов – 0,16.

С помощью нормативного метода необходимо оценить уровень затрат на каждую функцию. Итоговые относительные затраты на функцию приведены в Таблица 3.6.

Таблица 3.6 – Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование	Выполняемая функция	Относительные затраты
Пусковой орган	Сигнал на УВ (ДС)	0,3
Выявительный орган, фиксирующий АР	Фиксация возникновения АР; Определение наличия ЭЦК на защищаемом участке	0,4
Орган направления мощности	Определение знака скольжения	0,15
Цикловой выявительный орган	Подсчёт числа циклов	0,15

Проведённый анализ позволяет нам построить функционально-стоимостную диаграмму объекта (Рисунок 3.1).

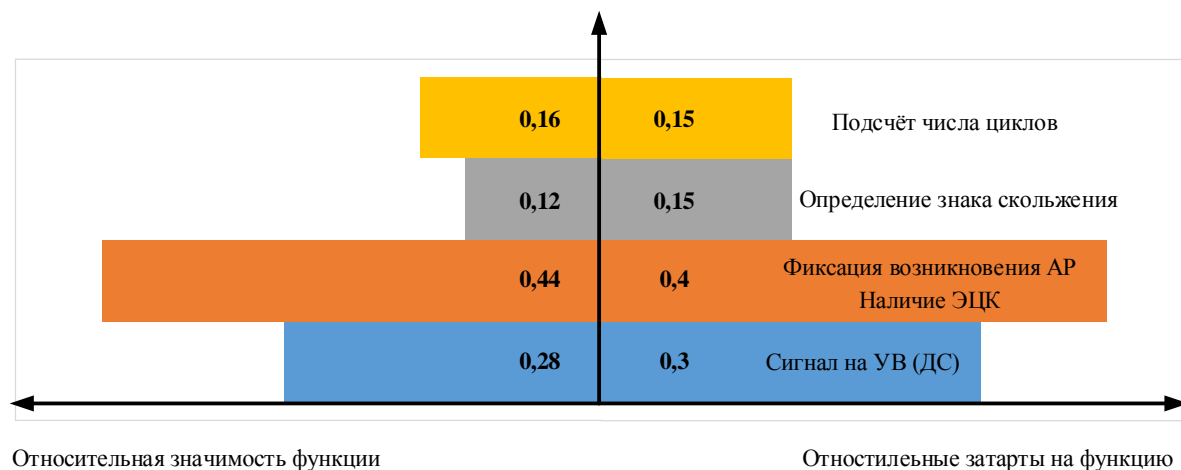


Рисунок 3.1 – Функционально-стоимостная диаграмма

Анализируя выполненную выше ФСД, можно сделать вывод, что диспропорция и рассогласование у функций отсутствует, следовательно все функции необходимы и применение их в объекте исследования оправданно.

3.1.4 SWOT-анализ

SWOT-анализ является универсальным инструментом, позволяющим выявить внешние и внутренние факторы среды, в данном случае для научно-исследовательского проекта, а также определить их взаимное влияние и сделать выводы, которые помогут при разработке стратегии проведения НИ.

Анализ проводится в несколько этапов, результатом является представление итоговой матрицы SWOT-анализа (Таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Удобство расчёта уставок. С2. Уменьшение времени расчёта уставок. С3. Унификация настройки для различных типов устройств. С4. Возможность учёта погрешностей.	Сл1. Значительное время внедрения. Сл2. Необходимость в большем количестве предварительных исследований. Сл3. Необходимость в проверке в условиях реальной эксплуатации.

<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ.</p> <p>В2. Курс на минимизацию времени расчёта уставок.</p> <p>В3. Развитие технологий в данной отрасли.</p>	<p>Внедрение результатов исследовательской работы позволит минимизировать время и сложность расчёта уставок, а также унифицировать настройку автоматики, что является качественным её улучшением.</p>	<p>Внедрение данной технологии требует проводить проверку в условиях реальной энергосистемы, однако, существует курс на модернизацию устройств ПА и внедрение инноваций в данную среду.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие возможности внедрения.</p> <p>У2. Отсутствие возможности всестороннего исследования.</p>	<p>Угрозы проекта связаны с временными трудностями. В данном случае, в долгосрочной перспективе развитие проекта на основе его экономической эффективности и технологического преимущества являются неотъемлемой частью развития комплекса противоаварийной автоматики.</p>	<p>Для реализации данной разработки необходимы финансовые и трудовые затраты персонала, что является сдерживающим фактором, на пути внедрения разработки.</p>

Анализируя полученную матрицу SWOT, видим, что изменение принципа настройки устройств АЛАР в энергосистеме значительно сокращает время настройки и сложность, что позволяет минимизировать возможность ошибки. Конечно, данное исследование имеет и свои минусы, которые объясняются высокой инертностью отрасли. Но при рассмотрении инноваций, которые влияют на надёжность электросетевого комплекса, необходимо понимать целесообразность инвестирования в новое и более эффективное оборудование и технологии, в равнении с получением значительных убытков от возможных аварийных ситуаций.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ является важным в любом виде деятельности. В результате проведения планирования работ формируется конкретный перечень этапов, на которые делится всё исследование, их последовательность, содержание выполнения работы и за каждым этапом закрепляется конкретный исполнитель. Результат планирования работ наиболее наглядно представить в табличном виде (табл. 6.3).

Таблица 3.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Проведение исследования технических стандартов по теме	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Отладка расчётной модели	Инженер
	8	Настройка устройств противоаварийной автоматики	Инженер
	9	Определение числа и методов проведения расчётных экспериментов	Инженер
	10	Сопоставление результатов экспериментов	Инженер
	11	Технико-экономические расчеты	Инженер
	12	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	13	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель

Оформление отчета по НИР	14	Составление пояснительной записки	Инженер
--------------------------	----	-----------------------------------	---------

3.2.2 Определение трудоемкости работ

Проведение любого исследования сопряжено с затратами, количественная оценка затрат является неотъемлемой частью анализа исследования с экономической точки зрения и позволяет определить его эффективность в данном аспекте. Основой бюджета НИ являются затраты на заработную плату, таким образом определение трудоёмкости работ каждого участника становится первостепенной задачей при расчёте экономических показателей исследования.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$, в человеко-днях, используется следующая формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (3.38)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Далее необходимо определить продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , с учётом параллельности выполнения работ несколькими исполнителями, что позволит провести обоснованный расчет заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3.39)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Так как данная работа выполнялась индивидуально, то $T_{pi} = t_{ожі}$. Ожидаемая длительность каждой из работ приведена в таблице 6.4.

3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Как говорилось ранее, планирование комплекса работ является важным этапом в планировании исследования. Дальнейшее календарное планирование работ сопряжено с необходимостью графического представления графика проведения работы, наиболее наглядным и удобным способом представления данного графика является выполнение его в форме диаграммы Ганта, которая является ленточным графиком, отражающим всю необходимую информацию по каждому этапу работ, такую как: дата начала этапа, временную протяжённость его выполнения, а также ответственного исполнителя по данному этапу работ.

В диаграмме Ганта используются календарные дни, таким образом, необходимо перевести длительность каждого из этапов работы в календарные дни. Воспользуемся формулой для данного перевода:

$$T_{ки} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (3.40)$$

где $T_{ки}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (3.41)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе $T_{\text{ки}}$.

Для построения диаграммы Ганта рассчитанные значения сведём в таблицу 3.9.

Пример расчета (составление и утверждение технического задания) для руководителя (6 дневная рабочая неделя):

$$t_{\text{оэс}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}} + 2 \cdot t_{\text{max}}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{\text{оэс}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня};$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22;$$

$$T_{\text{к}} = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,22 = 2,44 \approx 3 \text{ дня}.$$

Пример расчета (подбор и изучение материалов по теме) для инженера (5 дневная рабочая неделя):

$$t_{\text{оэс}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}} + 2 \cdot t_{\text{max}}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней};$$

$$T_p = \frac{t_{\text{оэс}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня};$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48;$$

$$T_{\text{к}} = T_{\text{р}} \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 10,36 \approx 3 \text{ дня.}$$

Таблица 3.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{\text{рi}}$		Длительность работ в календарных днях $T_{\text{ки}}$	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожi}}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1		2		2		2		3	
Подбор и изучение материалов по теме		5		8		7		7		11
Проведение исследования технических стандартов по теме		3		4		4		4		6
Выбор направления исследований	3		5		4		4		5	
Календарное планирование работ по теме		4		9		6		6		9
Проведение теоретических расчетов и обоснований		4		8		6		6		9
Отладка расчётной модели		2		4		8		8		12
Настройка устройств противоаварийной автоматики		5		8		7		7		11
Определение числа и методов проведения		3		6		5		5		8

расчётных экспериментов										
Сопоставление результатов экспериментов	2		3		3			5		8
Технико-экономические расчеты		3		7		5		5		8
Вопросы безопасности и экологичности проекта		3		7		5	3		4	
Оценка эффективности полученных результатов		1		3		2		2		3
Итого дней (руководитель)										12
Итого дней (инженер)										85
Итого дней (проект)										97

Основываясь на данных из таблицы 3.9, построим календарный план-график (диаграмму Ганта). Разобьём график по неделям (7 дней).

Идентификатор	Название задачи	Исполнитель	Начало	Окончание	Длительность	фев 2019			мар 2019				апр 2019				май 2019			
						10.2	17.2	24.2	3.3	10.3	17.3	24.3	31.3	7.4	14.4	21.4	28.4	5.5	12.5	
						Гант-диаграмма														
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	11.02.2019	13.02.2019	3д	■														
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	14.02.2019	24.02.2019	11д	■														
3	Проведение исследования технических стандартов по теме	Инженер	25.02.2019	02.03.2019	6д	■														
4	Выбор направления исследований	Руководитель	02.03.2019	06.03.2019	5д	■														
5	Календарное планирование работ по теме	Инженер	07.03.2019	15.03.2019	9д	■														
6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	16.03.2019	24.03.2019	9д	■														
7	Отладка расчётной модели	Инженер	25.03.2019	05.04.2019	12д	■														
8	Настройка устройств противоаварийной автоматики	Инженер	06.04.2019	16.04.2019	11д	■														
9	Определение числа и методов проведения расчётных экспериментов	Инженер	17.04.2019	24.04.2019	8д	■														
10	Сопоставление результатов экспериментов	Инженер	25.04.2019	02.05.2019	8д	■														
11	Технико-экономические расчеты	Инженер	03.05.2019	10.05.2019	8д	■														
12	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Руководитель	11.05.2019	14.05.2019	4д	■														
13	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	15.05.2019	17.05.2019	3д	■														

Рисунок 3.2 – Диаграмма Ганта

В результате проведённой работы на данном этапе спланирован подробный график выполнения исследования со сроками выполнения каждой стадии работ, который определяет срок выполнения работ по проекту каждого участника: руководителя – 12 рабочих дней, инженера – 85 рабочих дней, а также общий срок выполнения проекта: 97 рабочих дней. На основании данного распределения была построена диаграмма Ганта, наглядно изображающая последовательность выполнения и сроки выполнения каждого этапа дипломного проектирования.

3.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Расчёт бюджета исследования является основой анализа проекта по показателям экономической эффективности, исходя из этого, он должен полно и достоверно отражать все виды расходов, сопряжённых с его выполнением. Для полного формирования бюджета НТИ затраты группируются по статьям:

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- амортизационные отчисления;
- накладные расходы.

Оборудование и материалы, необходимые для проведения исследования, предоставляется кафедрой университета либо находятся в личном пользовании исполнителей и имеют длительный срок эксплуатации. Поэтому все материальные затраты включены в состав накладных расходов, рассчитываются только амортизационные отчисления.

3.4.1 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату сотрудников, непосредственно участвующих в проведении исследования. Расходы по заработной плате определяются в зависимости от трудоёмкости выполняемых работ, рассчитанной ранее, а также действующей системы окладов и тарифных

ставок, для каждого исполнителя. Также, в состав основной заработной платы включается премия, которая должна выплачиваться каждый месяц из средств фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Затраты по оплате труда включают основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты), а также дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (3.42)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Баланс рабочего времени представлен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени - отпуск	48	24
- невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	237	209

Заработная плата работника за месяц:

$$Z_m = Z_{ТС} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 36800 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 71760 \text{ руб}$$

где $Z_{ТС}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{ТС}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{ТС}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Среднедневная заработная плата для руководителя:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{71760 \cdot 10,4}{237} = 3149 \text{ руб},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

Среднедневная заработная плата для инженера:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{33150 \cdot 10,4}{209} = 1650 \text{ руб.},$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	Z_m , руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	36800	0,3	0,2	1,3	71760	3149	9	28341
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1650	55	90750
Итого $Z_{\text{осн}}$								119091

3.4.2 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата выплачивается за отклонение от нормальных условий труда исполнителей темы, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.) предусмотренных Трудовым кодексом РФ.

Дополнительная заработная плата для руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,12 \cdot 28341 = 3400,92 \text{ руб}$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для инженера:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,12 \cdot 90750 = 10890 \text{ руб}$$

3.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Страховые отчисления являются обязательными и рассчитываются от затрат на оплату труда работников в соответствии с установленным законодательством Российской Федерации, а конкретно в соответствии с

нормами органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС).

Расчёт страховых отчислений для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,271 \cdot (28341 + 3400,92) = 8602,1 \text{ руб}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Расчёт страховых отчислений для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,271 \cdot (90750 + 10890) = 27544,44 \text{ руб}$$

Для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, вводится пониженная ставка страховых отчислений в размере 27,1%.

Расчёт по отчислениям представим в табличной форме (Таблица 3.12).

Таблица 3.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	28341	3400,92
Инженер	90750	10890
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Руководитель	8602,1	
Инженер	27544,44	

3.4.4 Накладные расходы

Величина накладных расходов учитывает затраты организации, не вошедшие в другие статьи, например: оплата услуг связи, печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата электроэнергии и т.д.

Величина данных расходов определяется по упрощённой формуле:

$$\begin{aligned} Z_{накл} &= (\text{сумма статей } 1 \div 3) \cdot k_{нр} = (Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб}) \cdot 0,16 = \\ &= (119091 + 14290,92 + 36146,54) \cdot 0,16 = 27124,55 \text{ руб} \end{aligned}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов примем равную 16%.

3.4.5 Амортизационные отчисления

Рассчитаем затраты на амортизацию персонального компьютера, так как он является основным объектом выполнения работы.

Затраты на амортизацию ПК (стоимость – 40 000 руб.) рассчитаем линейным методом.

Годовая норма амортизации выражается в процентном соотношении к первичной (восстановительной) стоимости имущества и рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100 = 33,3 \%,$$

где H_A – годовая норма амортизации, %;

n – срок эксплуатации в годах.

При линейном методе начисления амортизации формула расчета представляет:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot H_A}{100\%} \cdot \frac{T_{\text{дн}}}{365} = \frac{40000 \cdot 33,3}{100} \cdot \frac{97}{365} = 3539 \text{ руб}$$

где $T_{\text{дн}}$ – количество дней эксплуатации.

3.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Заключительным этапом экономической оценки проекта является формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта, так как уже определены все затратные части проведения НИР.

Общие расходы на проведение научно-исследовательского проекта приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	119091	59,5
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14290,92	7,15

Отчисления во внебюджетные фонды	36146,54	18
Накладные расходы	27124,55	13,55
Амортизационные отчисления	3539	1,8
Бюджет затрат НИИ	200192	100

Анализируя затраты по каждой статье, можно сделать следующие выводы:

- Самой большой статьёй расхода являются затраты по основной заработной плате исполнителей темы, они составляют практически 60% всего бюджета НИИ.
- Накладные расходы и расходы на амортизацию в сумме составляют порядка 15% бюджета.

3.5 Ресурсоэффективность

Ресурсоэффективность определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
1. Безопасность	0,25	5
2. Надежность	0,25	5
3. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,20	4

4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4
5. Энергоэкономичность	0,15	3
Итого:	1,00	

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = 0,25 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,35$$

Проведенная оценка ресурсоэффективности проекта дает достаточно неплохой результат (4,35 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

3.6 Вывод

В ходе работы над данной частью выпускной квалификационной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения на основе анализа по технологии QuaD, оценены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности, а также проанализировано их взаимное влияние с помощью SWOT-анализа. Далее было произведено планирование работ, при этом длительность работ составила 97 календарных дней. Также была построена диаграмма Ганта, которая наглядно отображает проведённое календарное планирование работ. Бюджета проекта составил 200192 руб. При этом основная часть затрат приходится на выплату заработной платы участникам проекта.

Ожидаемый эффект от проекта заключается в том, что результаты, полученные при выполнении ВКР, могут быть использованы при разработке методических указаний по выбору уставок устройств автоматики ликвидации асинхронного режима. Более точная оценка процессов, происходящих при возникновении асинхронного режима, может помочь унифицировать настройку различных устройств, а как следствие сократить время и настройки.

Заключение

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы магистра были получены следующие результаты:

1. Представлен обзор существующих устройств АЛАР, использующихся в ЕЭС России, а также устройств, применяемых в зарубежных энергосистемах.
2. Определены режимные параметры, а также закономерности их изменения позволяющие надёжно выявлять АР и отличать его от других режимов.
3. Показана возможность реализации различных принципов работы устройств АЛАР при измерении режимных параметров в месте установки устройства.
4. Для устройств АЛАР, использующихся в ОЗ ОДУ Сибири определены характерные особенности и проведён их сравнительный анализ, в ходе которого выявлены преимущества и недостатки тех или иных устройств.
5. Произведена настройка четырёх устройств АЛАР, установленных на ВЛ 500 кВ в сечении «Красноярская ГЭС – Назаровская ГРЭС». Для настройки выбраны устройства АЛАРо, настройка которых произведена согласно рекомендациям производителя, а также устройства КПА-М, настройка которых произведена двумя способами, согласно методическим указаниям и предлагаемым способом.
6. Произведён сравнительный анализ настройки устройства КПА-М различными способами выполненной настройки, который показал, что большая часть настроек одинаковы, при применении разных подходов.
7. Проведено сравнение работы различных устройств в различных схемно-режимных ситуациях, которое показало, что устройства

- КПА-М и АЛАРо, настроенные по методическим указаниям производителей, работают селективно, устройство КПА-М, настроенное по предлагаемой методике срабатывает неселективно.
8. Выполнено исследование влияние на работу устройств АЛАР возмущений, возникающих, после начала АР, определены факторы, определяющие степень влияния данных режимов на работу устройств.
 9. Описано влияние возмущений на режимные параметры и определена степень влияния данного изменения на различные типы устройств.
 10. Для устройства АЛАР, использующих дистанционный принцип работы предложен механизм реализации расширенной зоны срабатывания, позволяющий отстраиваться от возможного влияния возмущений, возникающих после начала АР, учитывать погрешности измерительных трансформаторов, а также настраивать устройства без использования расчётов ЭМПШ.
 11. Была доказана конкурентоспособность данного технического решения, оценены сильные и слабые стороны проекта, угрозы и возможности, а также проанализировано их взаимное влияние и определён бюджета проекта.
 12. Рассмотрены вопросы охраны и безопасности труда для рабочего места. Определены опасные и вредные факторы, влияющие на жизнь и здоровье человека, также определены средства для уменьшения их негативного воздействия. Рассмотрены основы безопасности в зданиях при возникновении чрезвычайных ситуаций. Рассмотрены организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности труда человека.

В результате проведённого исследования и полученных результатов были выбраны следующие направления исследования.

В рамках автоматизации:

1. Создание алгоритма расчёта относительной зоны срабатывания различных устройств АЛАР.
2. Создание базы данных устройств АЛАР, установленных в ОЗ ОДУ Сибири.
3. Разработка пользовательской программы для работы с БД.
4. Разработка средства связи БД с RastrWin3.
5. Создание возможности формирования карты уставок устройств АЛАР на основе ПК RastrWin3.
6. Реализация возможности автоматического формирования Приложения №28 к ПУР ОДУ Сибири.

В рамках исследования режимов:

1. Определение типовых схемно-режимных ситуаций для упрощения процесса настройки устройств АЛАР с определением возможности автоматизации данного процесса.
2. Исследование возможности, способов и преимуществ реализации устройств АЛАР на базе СМПП в ЕЭС России. Определение необходимости в реализации данных устройств.

Список используемых источников

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. 5-е изд. Москва: Высш. шк., 2007. 639 с.
2. СТО 59012820.29.020.008-2015 24.12.2015 Стандарт Организации релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования.
3. Эдлин М.А., Кац П.Я., Лисицын А.А. Автоматика ликвидации асинхронных режимов АЛАР-Ц // Электрические станции. 2005. № 12. С. 40-43.
4. Гоник Я.Э., Иофьев Б.И. Основное устройство автоматического прекращения асинхронного хода и некоторые особенности расчёта его параметров срабатывания. Москва: Энергоатомпроект, 1982.
5. Гоник Я.Е. Обобщенные способы выявления асинхронного хода в энергосистеме // Тр. института «Энергосетьпроект», № 4, 1974.
6. Гоник Я.Е., Иглицкий Е.С. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Москва: Энергоатомиздат, 1998.
7. Ohura Y. A predictive out-of-step protection system based on observation of the phase difference between substations // IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 5, No. 4. pp. 661-667.
8. Бринкис К.А., Семенов В.А. Селективная делительная защита при асинхронном ходе // Электрические станции, № 2, 1975. С. 66-68.
9. Centeno V. An adaptive out-of-step relay // IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 12, No. 1. pp. 131-138.

Bozchalui M.C., Sanaye-Pasand M. Out-of-step relaying using phasor measurement unit and equal area criterion // Proc. of IEEE Power India Conference 2006. P. 6.

Padiyar K.R., Krishna S. Online detection of loss of synchronism using energy function criterion // IEEE Trans. Power Delivery. 2006. Vol. 21. No. 1. pp. 163-171.

Li L I., Liu Y., Mu H H., Yu Z. Out-of-step splitting scheme based on PMUs // Proc. of DRPT'2008 Int. Conf Nanjing, China. 2008.

Кириленко А.В., Кац И.М. Разработка алгоритма функционирования устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на основе данных синхронизированных векторных измерений // Сборник материалов конференции «Электроэнергетика глазами молодежи – 2016». Казань: КГЭУ. 2016. Т. 2. С. 233-236.

Кириленко А.В., Кац И.М. Сглаживание и оценка производных сигналов в устройствах противоаварийной автоматики, основанной на данных синхронизированных векторных измерений // Интеллектуальные энергосистемы: труды IV Международного молодёжного форума. Томск: ТПУ. 2016. Vol. 3. pp. 38-41.

Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized phasor measurements and their applications. Berlin: Springer, 2008. 288 pp.

Приложение № 28 к Положению по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Места размещения и параметры настройки срабатывания устройств АЛАР.

Иофьев Б.И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М.: Энергия, 1974.

18. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия, 1977.
19. Барзам А.Б. Применение делительных защит для предотвращения и прекращения асинхронного режима// Электрические станции. 1970. № 4. С. 59—64.
20. АЛАР-Ц Цифровая автоматика ликвидации асинхронного режима. Методика выбора уставок. Руководство по эксплуатации. ТИЯК.648229.001.РЭ. Санкт-Петербург: ОАО "НИИПТ", 2008.
21. АЛАР-М. Устройство автоматики ликвидации асинхронного режима. Рекомендации по применению. КДРН.402252.002 РП. Москва: ОАО «Институт «Энергосетьпроект»», 2010.
22. Автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАРо. Методика расчёта уставок. ЭКРА.656453.221/220 0102 РЭ. НПП ЭКРА.
23. Комплекс противоаварийной автоматики МКПА. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Описание. ПБКМ.421445.026 Д1.О1. Екатеринбург: ООО "Прософт-Системы", 2015.
24. Комплекс противоаварийной автоматики многофункциональный КПА-М-03.04.05.06.11-10001-УХЛ4 на базе БФ-04-02-310000-16-32 и модулей регистрации БИМ2050.64/0. Руководство по эксплуатации. Новосибирск: ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем», 2013.
25. Совалов С.А..С.В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 415 с.: ил.
26. ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных

терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре.

27. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»..

28. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).

29. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений..

30. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности..

31. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

32. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с..

33. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – М.: НЦ ЭНАС, 2007. – 552 с.

34. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

35. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

36. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окунь А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. Москва: Энергоатомиздат, 1990. 392 с.

37. Панасецкий Д.А., Осак А.Б., Бузина Е.Я. О возможных направлениях совершенствования ликвидации асинхронного режима //

Публикация в материалах конференции Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Екатеринбург. 2013.

38. ГОСТ 12.1.006–84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.
39. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
40. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
41. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
42. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
43. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий..
45. СанПиН 2.2.4.1191–03. Электромагнитные поля в производственных условиях.
46. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

Приложение А

Transient stability analysis of single machine system

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM7P	Волохов Николай Александрович		

Консультант школы отделения (НОЦ): ОЭЭ ИШЭ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения электроэнергетики и электротехники	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы: ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностранных языков	Черемисина- Харпер И.А.	к.ф.н., доцент		

Introduction

The transient stability problem in electric power systems is to a greater extent connected with the generator power nonlinear dependence on the rotor's angular location and perturbations that cause a sudden power (moments) unbalance on the turbine generator aggregates shaft.

The oscillations reason is a sudden power change which occurs in emergency situations. The synchronous machines regulators have inertia and react to changes in the speed of rotation with some delay. The balance between the turbine's power and the generator's power is disturbed. An excessive moment appears on the generator shaft, which causes a change in speed.

It is known, if the electricity transmission distance gets longer and longer, its capacity is increasing, the voltage level by transport is becoming higher and higher. The system stability problem is becoming more and more serious in the growing of electric power system [1]. If the power system stability is destroyed, it not only can cause blackouts, but also forms a very serious accident.

The transient stability main principles

Transient stability is described by a system of equations that represents the relative motion of the rotor's synchronous machines, namely generators. Equations that consider the relative motion of the equivalent generator rotors are presented below:

$$T_j \frac{ds}{dt} = P_T - P_G \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_{\text{HOM}} S \quad (2)$$

Where T_j - inertia constant of generator's rotor;

s – sliding motion;

ω - angular frequency;

P_T - turbine's power;

P_G - generator's power.

One of the important factors that determines the system behavior is the P_{T*} and P_{G*} dependence on the parameters of the electromechanical transient process. In general, it is necessary to take into account the dependence of the generator power on the angle δ to consider all aspects of the process under consideration.

The fundamental principles of transient stability analysis can be clarified by investigation of a single system with two transmission lines. For this purpose, one transmission line of the power system should be turned off without a short circuit (Figure 1).

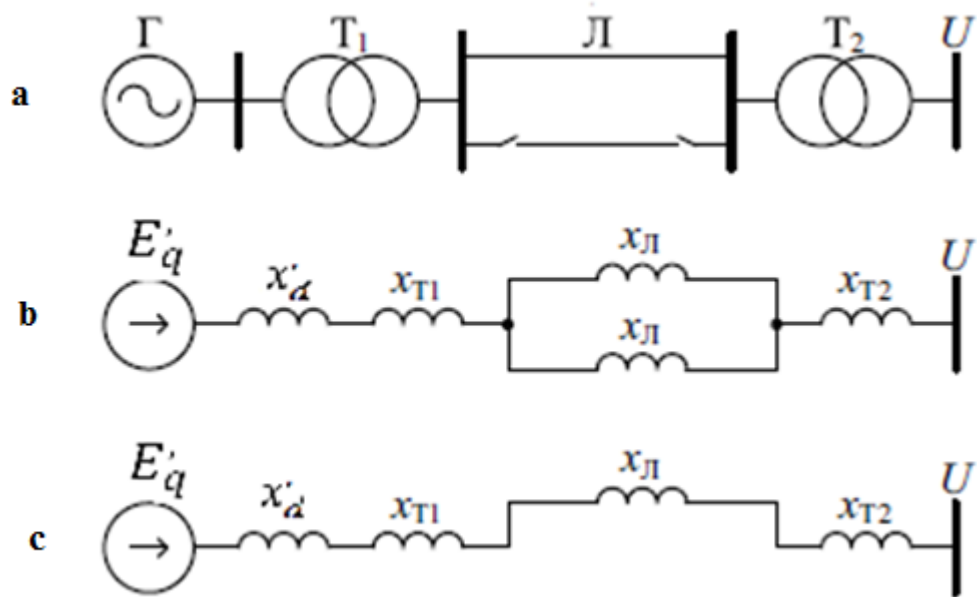


Figure 1 – A single system (a) and equivalent circuits: for normal regime (b) and for emergency regime, when one line is turned off (c)

Power angle curve is described by the following equation:

$$P_G = \frac{E'_q U_s}{x_{\Sigma}} \sin \delta = P_m \sin \delta \quad (3)$$

The dynamic stability analysis is restricted to determining whether the angle δ reaches the critical angle due to acceleration. Also, the area rule is used to determine the preservation of dynamic stability. Next, illustrations will be shown for the case when the stability is preserved and when it is violated.

The transient stability investigation comes down to determining whether the angle δ reaches the critical angle due to acceleration. Also, principle of equal area is

used to determine the retention of transient stability. The following illustrations show cases when the system is stable and when it is unstable.

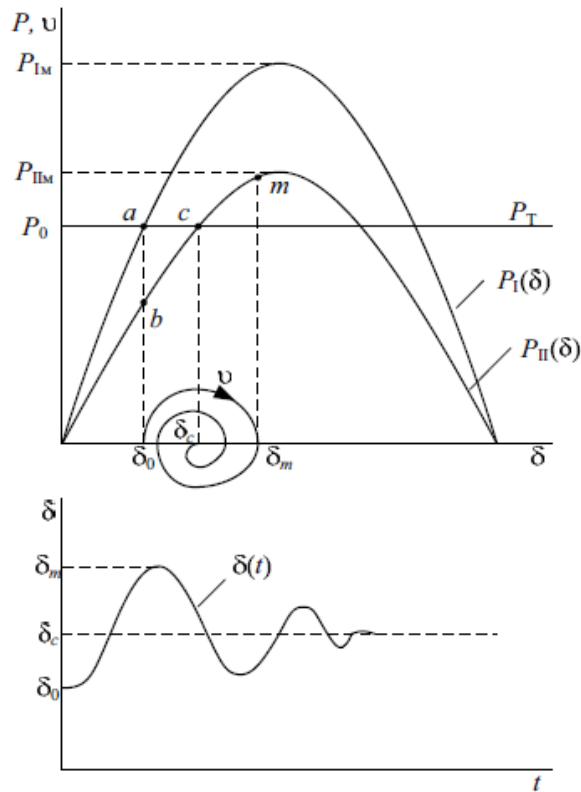


Figure 2 – Steady transient

Crossover point *a* is a point, where the turbine's power characteristic curve and the power system characteristic curve cross under the normal operation $P_I(\delta)$, and also this point is the steady state balance point.

This point corresponds to the angle δ_0 and the power P_0 . When the line is turned off, the active power decreases to point *b*.

The generator rotor starts to accelerate due to the unbalance that appears at the first moment of time after the appearance of perturbations. The accelerating and decelerating moments are equal at the point *c*, but the rotor continues to accelerate under its own inertia in the part «bc» due to the accumulated motional energy, so, the relative motion will continue. In turn, this movement will already be with deceleration, as right of point *c* the generator decelerating electromagnetic moment is higher than the turbine accelerating moment. Further, decaying oscillation will occur.

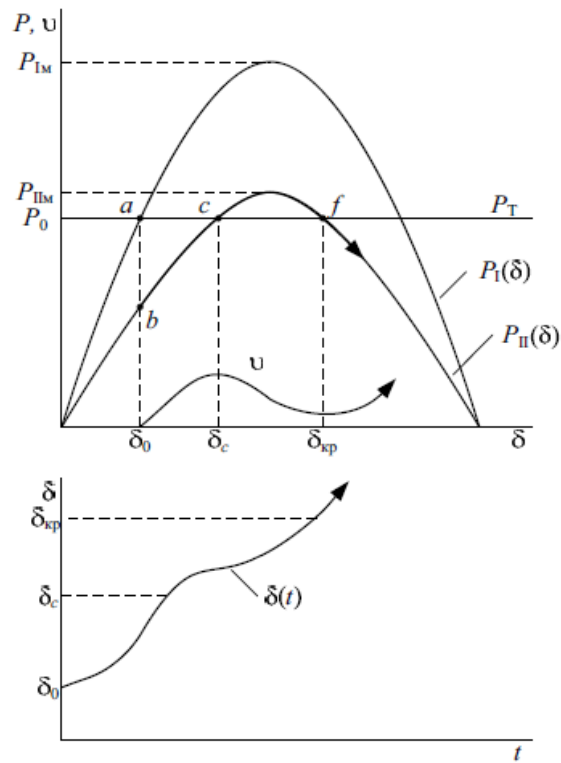


Figure 3 – Unstable transient

Unstable transient is shown in Figure 3. Rotor's relative speed does not achieve zero value in the point f of unstable balance. The excess moment on the generator shaft becomes accelerating again after passing this point. Rotor's relative speed will be increasing until generator drop-out of synchronism.

Power system transient stability analysis principles

A single generator is connected to the infinite bus in this simulation as is shown in Figure 4. When two-phase short circuit is happened in f point, breakers switch off the line on both sides, at the same time, disconnecting and clearing the fault lines. System transient stability analysis is performed for the following operating conditions:

$$U_0 = 110 \text{ kV}, P_0 = 250 \text{ MW}, \cos\varphi_0 = 0.95$$

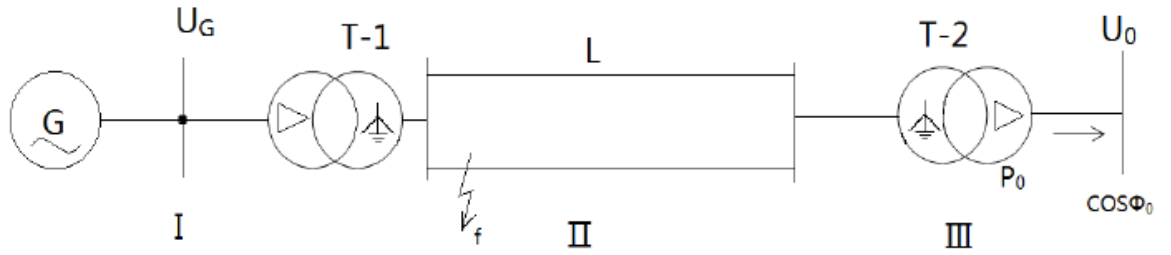


Figure 4 – Investigated scheme

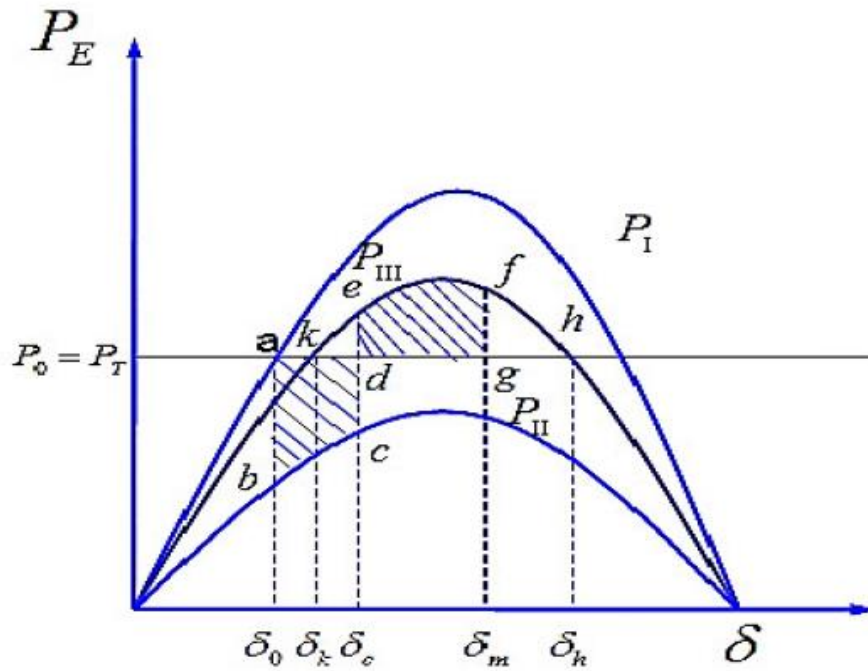


Figure 5 – Three simple system power characteristic curves under various conditions

Figure 5 shows a simple power characteristic curve when power system is in normal operation, in the fault operation and after removal of fault operation. P_I represents the power system characteristic curve under the normal operation, P_{II} characterizes the power system characteristic curve under the fault operation, P_{III} is the power characteristic curve of power system after removal of fault operation.

The equation of rotor motion after a simple system fault occurs is:

$$\frac{T_j}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P_{II} \quad (4)$$

Where:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_I - P_{II}) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_m} (P_{III} - P_T) d\delta \quad (5)$$

As the deceleration area is equal to the acceleration area, the relative speed of the rotor is zero, so the system is in transient stability. If the deceleration area is less than the acceleration area, the system will lose its stability. According to the principle of maximum deceleration area must be greater or equal to acceleration area, it can prove whether the power system is characterized by transient stability or not [2].

According to the equal area principle, the appropriate boundary conditions can be found, which can guarantee the system transient stability of limiting conditions. In ensuring of the power system under an extreme case is transient stability, the limits cut angle can be got, namely δ_c . The limit resection angle is:

$$\delta_{cm} = \cos^{-1} \frac{P_T(\delta_h - \delta_0) + P_{IIIM} \cos \delta_h - P_{IIM} \cos \delta_0}{P_{IIIM} - P_{IIM}} \quad (6)$$

The fault line is cut at the corresponding moment with the limit resection angle, which has reached the maximum possible deceleration area; if the resection angle is greater than the limit resection angle, the acceleration area is greater than the deceleration area, so the system will be unstable. As long as the resection angle is less than the limit resection angle, it is time to removal of the fault, the system is still stable.

Firstly, a three-phase short circuit for different clearing time of the fault is simulated. Transient characteristics are shown in Figure 6; Figure 7; Figure 8.

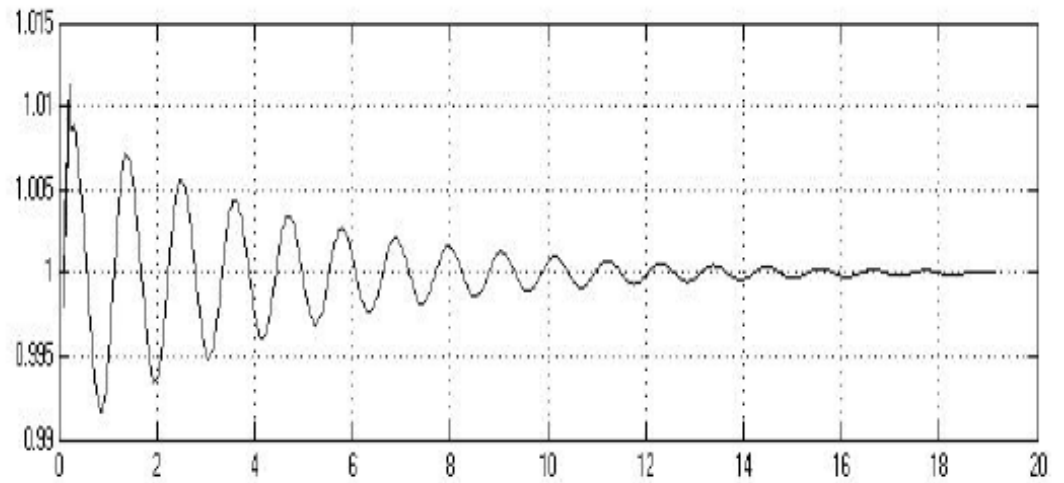


Figure 6 – Transient characteristic of three-phase short circuit simulation with clearing time = 0.2s

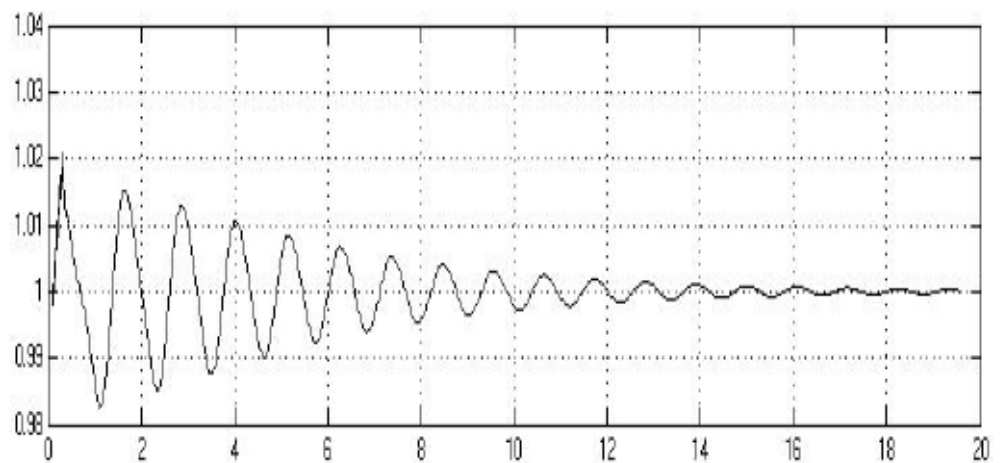


Figure 7 – Transient characteristic of three-phase short circuit simulation with clearing time = 0.3s

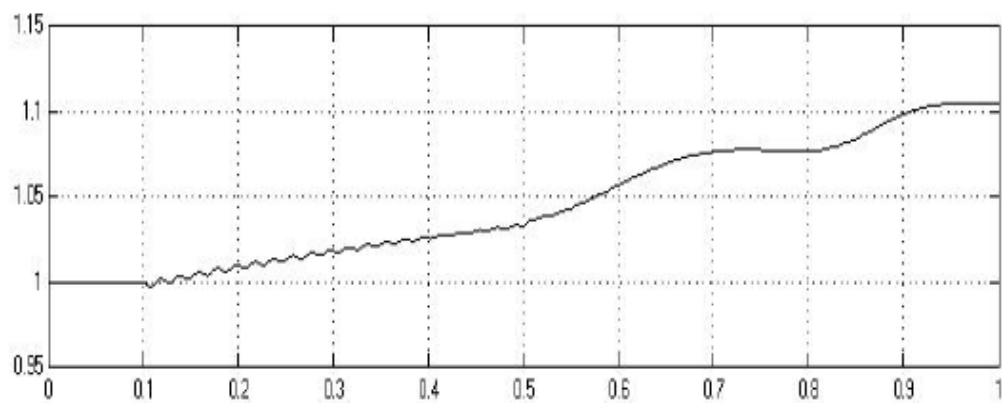


Figure 8 – Transient characteristic of three-phase short circuit simulation with clearing time = 0.5s

Figure 6; Figure 7; Figure 8 demonstrate when the fault is cleared in time, the system can be restored to the stable state, but if it is not promptly cleared, the system will be no longer stable. It can get limit time of 0.3065s by adjusting the operating time of the breaker, when the three-phase short circuit fault is occurred. If clearing the fault happens after this time, the system will be unstable; the rotor speed will not be restored to the synchronous speed and turns disordered.

Simulation for the case of two-phase short circuit fault is performed similarly to the previous case. Transient characteristics are shown in Figure 9; Figure 10; Figure 11.

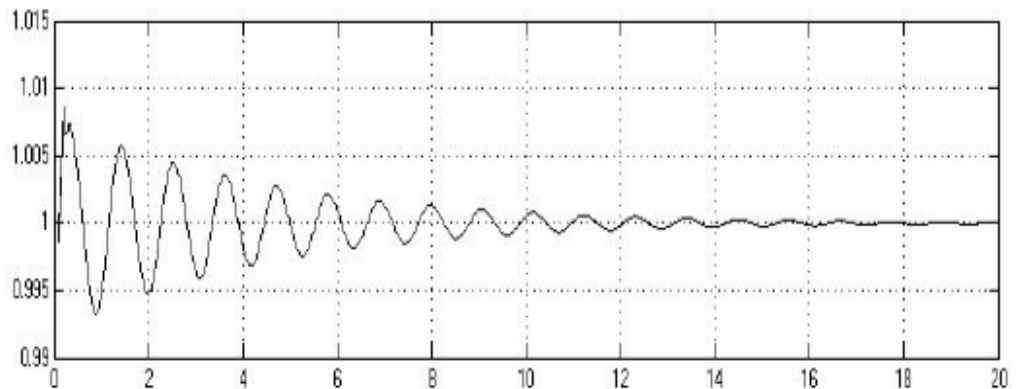


Figure 9 – Transient characteristic of two-phase short circuit simulation with clearing time = 0.2s

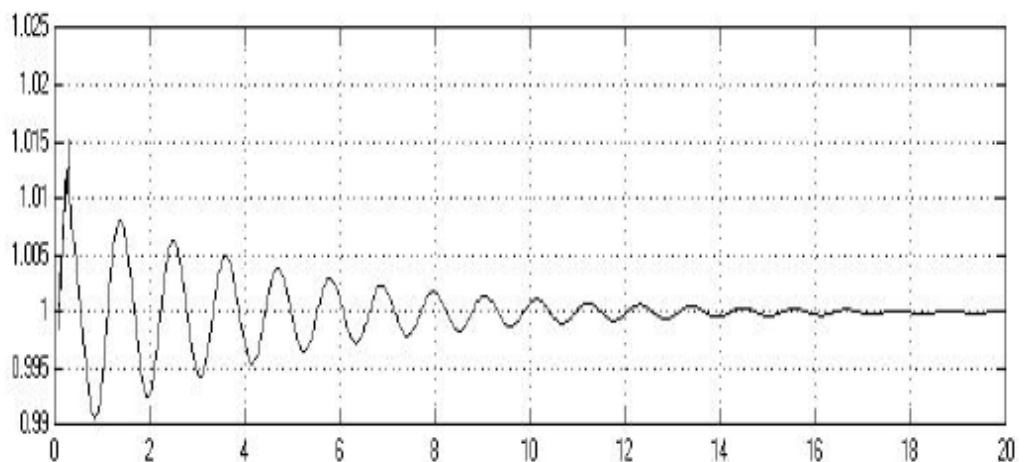


Figure 10 – Transient characteristic of two-phase short circuit simulation with clearing time = 0.3s

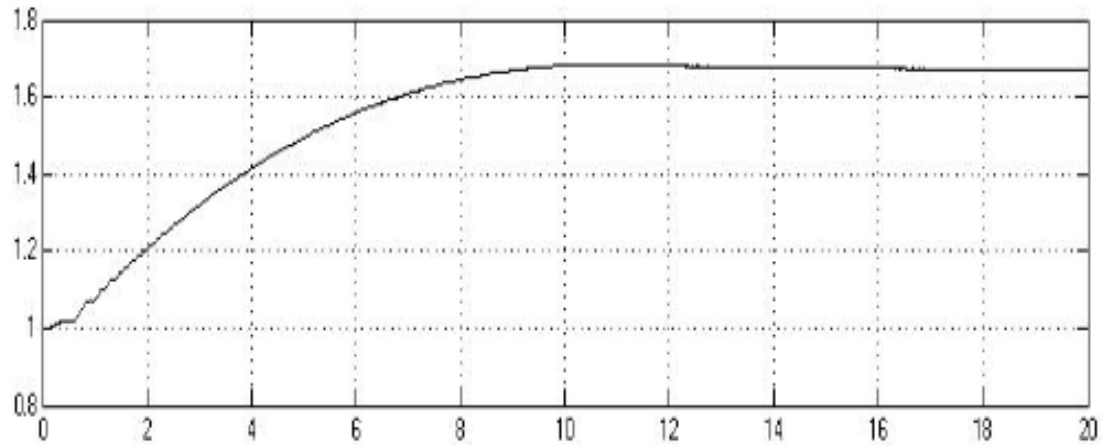


Figure 11 – Transient characteristic of two-phase short circuit simulation with clearing time = 0.5s

The limit removal time of short circuit in the three-phase is less than the time in two-phase as can be seen from the limit removal time, which declares that the situation of three-phase short circuit fault is more serious than the case in the two-phase, and it needs removing the fault in proper time, which can better help to avoid the serious losses if the fault is not removed in proper time [3].

At the same time, observing the change of the rotor at 0.2 s and 0.3 s, after removing the fault in three-phase short circuit fault and in two-phase short circuit fault, it can be seen that if the time of clearing the fault is longer than the time that the system restores to a stable condition, the rotor speed fluctuation in recovery is becoming bigger. For example, the fault is removed at 0.2s in the three-phase short circuit, the rotor speed is mainly fluctuated between 1.01 and 0.99, and finally tends to be stable, while the fault is removed at 0.3s, the speed of the rotor is mainly fluctuated between 1.02 and 0.98. Therefore, the faults removed in proper time are very important in the transient stability.

The next step is researching the influence of changing other parameters on the transient stability after the comparison of the three-phase and two-phase short circuits. Short circuit module is set for three-phase short circuit for the settings of fault module, and the time of short circuit is 0.1s, the length of the transmission line is set for 100 km, 150 km, 200 km, 250 km and 300 km. Then changing the action

time of breaker, the limit removal time corresponding to the different length of transmission line is shown in Figure 12.

It can be seen from Figure 12 that the limit removal time is less with the growth of the transmission line.

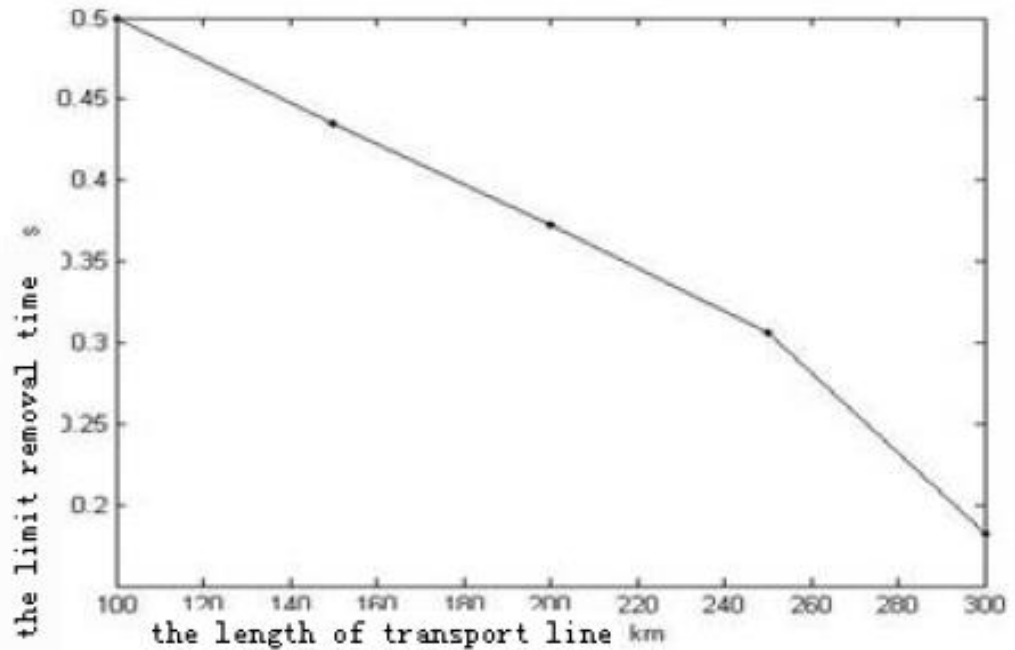


Figure 12 – The line chart between the length of transmission line and the limit removal time

The transmission line voltage level will be higher with the growth of the transmission line. The delivered electric power is the voltage product and current, and the losses in transmission lines are proportional to the square of current in the transmission line. There is a certain transport voltage, if making a large electric power to transport, the current will be increased, but at the same time, the loss rate in transmission line will be greater, so there is poor economy on transmission line construction.

The line length is not changed in the circuit setting module in order to study the effect of line impedance for the limit removal time, but the size of positive sequence resistance can be changed, and zero sequence resistance remains unchanged. The occurred time of short circuit is 0.1s in the three-phase short circuit, changing the line impedance, the limit removal time is achieved.

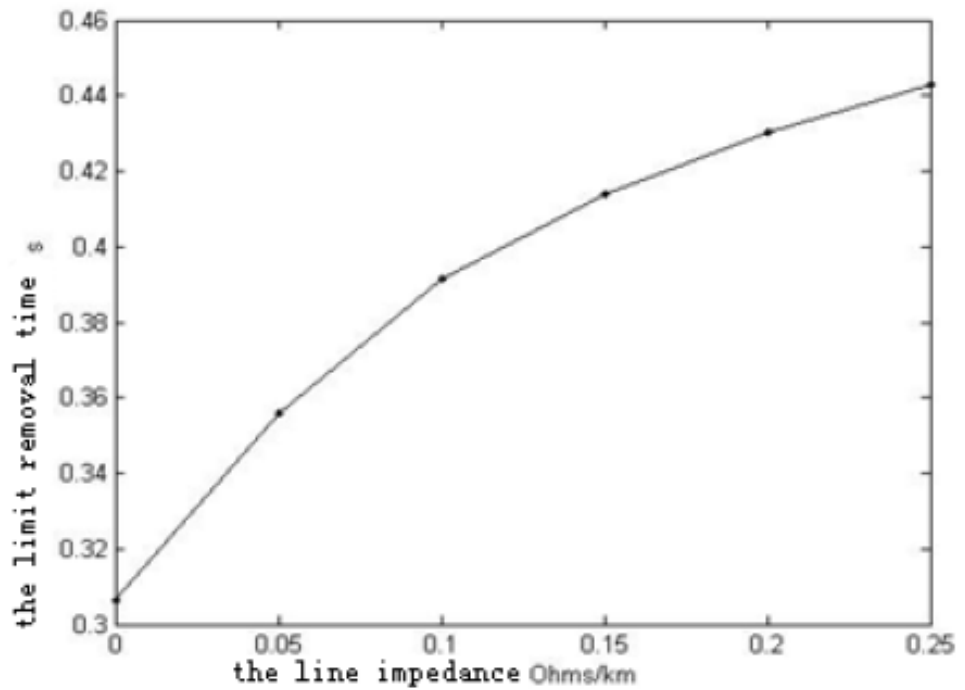


Figure 13 – The line chart between the line impedance and the limit removal time

Figure 13 shows that the limit removal time also increases with the increasing of line resistance.

When the deceleration area is greater than the acceleration area, the system will be able to maintain transient stability according to the analysis theory of transient stability in power system. According to the generator output power equation 3, the reactance value is smaller, so the power output of the generator is greater, the acceleration area reduces, the deceleration area increases, making the transient stability improved.

Shorting the electric distance is the basic measure to improve the stability, the other measure is using bundled conductor in transmission lines. The line reactance decreases when using bundled conductor. When the electric distance is shorted, the system stability is improved; the limit removal time is decreased.

The device can effectively reduce the acceleration area using the fast relay protection devices and the application of automatic reclosing, and increase the deceleration area, those are widely used measures. The 90% of fault is single-phase grounding short circuit in power system, and the fault is most instantaneity. The fault

current limiter can be used in distribution network to improve the power system transient stability [4-6].

Fast turbine valving control application for transient stability retention

Fast turbine valving control (FTVC) can be applied to maintain transient stability. It represents a rapid turbine power change. High intensity signals are input with an electrohydraulic converter to implement FTVC in the turbine control system. This signal has a rectangular shape and a certain amplitude and duration. Partial pulse removal is carried out smoothly exponentially (Figure 14). Exponential pulse removal is necessary for keeping stability in the second cycle of oscillations.

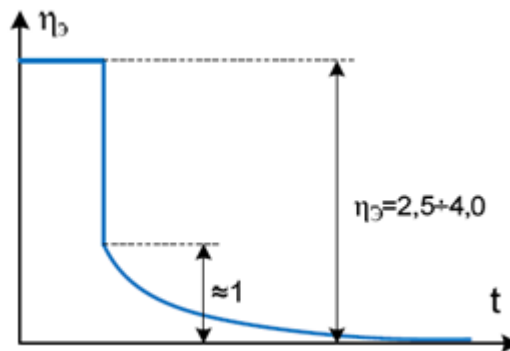


Figure 14 – Pulse wave form for turbine power control

The acceleration area practically does not change due to the delay in the turbine power changing after the applied control pulse, but the deceleration area is increased. This method is sensitive to the control pulse parameters:

- It will not be probably possible to compensate the acceleration energy at a little pulse, which will lead to instability in the first cycle of oscillations with positive sliding motion (Figure 15, a).
- Instability will probably be in the second cycle of oscillations in the area of positive sliding motion at a rapid recovery of the turbine's power (Figure 15, b).

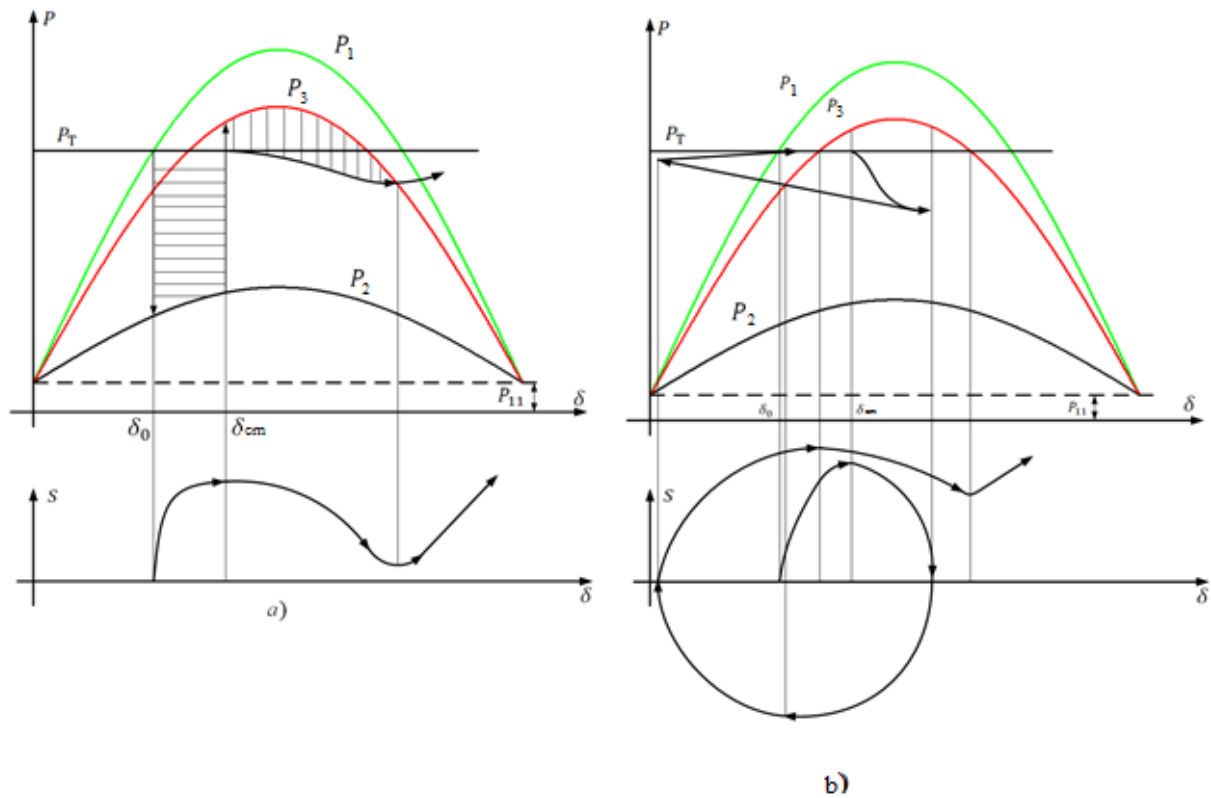


Figure 15 – FTVC processes illustration are: a) instability in the first cycle of oscillations with positive sliding motion; b) instability in the second cycle of oscillations in the area of positive sliding motion

General requirements are formulated in monographs devoted to the study of the steam turbines characteristics for thermal and nuclear power plants. Steam turbine must satisfy these requirements with its participation in ensuring transient stability through the use of fast turbine valving control. These requirements are listed below:

- The delay in the start of the power reduction must not be longer than when the power is reduced by at least 5% of the nominal value after the control pulse is applied in 0.1-0.2s.
- The turbine's power reduction from the level corresponding to 95% of the nominal value to the value of in-house load of a power plant must occur for less than 0.5-0.7 s.
- The power reduction must occur for a time equal to 0.3s on the interval from 95% to 50%.

It must be possible to control the depth of turbine power changing by supplying control signals of various duration and intensity on units that will participate in emergency control.

Changing of electrical quantities with using FTVC is presented in Figure 16; Figure 17.

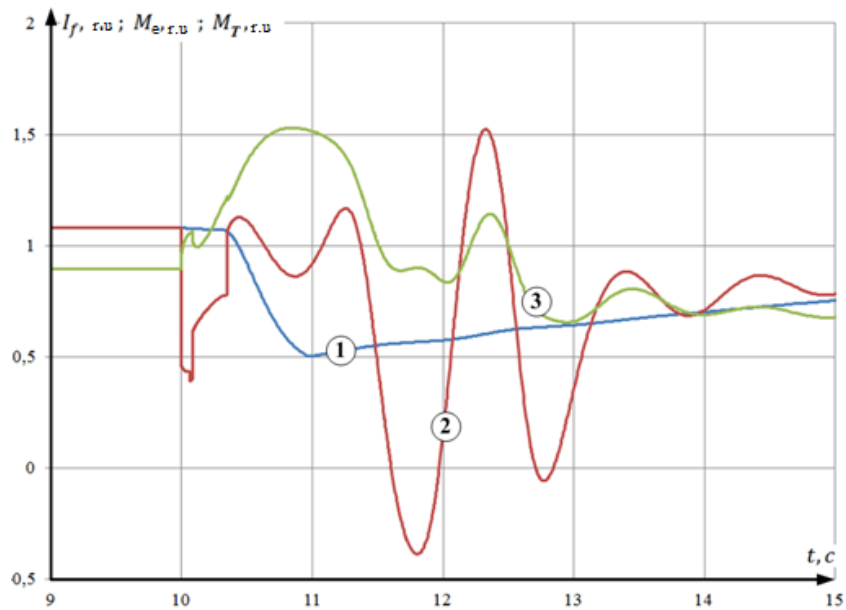


Figure 16 – Changing of the moments and excitation current of the generator

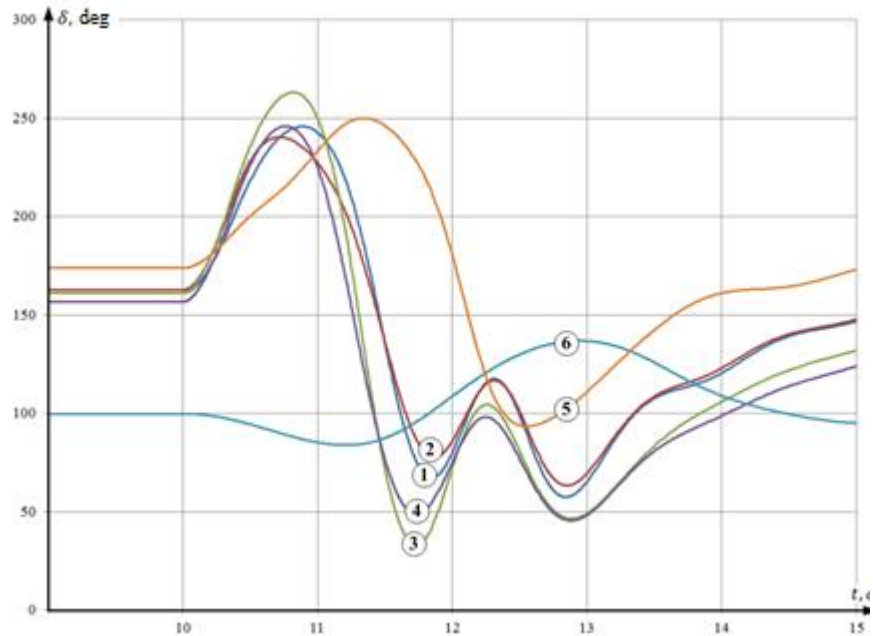


Figure 17 – Rotor angle response

Figure 16 presents the angles of the rotor's oscillations relative to each other, and it can be concluded that the stability is maintained.

Conclusion

This study mainly deals with the transient stability analysis for the single and infinite system. The infinity power system is the power system, in which the power is infinite and the frequency, voltage phase and amplitude have constant values under any load. The corresponding limit excision angle and the limit resection time are estimated for given system parameters. The study considers the limit resection time in order to control the action time of the breaker which can cut fault in time and reduce the loss for fault. It can be seen from the final simulation results, the limit removal time of short-circuit in the three-phase is less than the time in two-phase, that means the fault of short circuit's severity in three-phase is greater than two-phase, it needs removal in time to reduce losses, and makes the system restore to a new steady state quickly. In addition, the impedance of the transmission lines and other electrical parameters can affect the limit resection time that can be studied in order to improve the power system transient stability.

It was also shown that the FTVC usage helps to maintain the system transient stability thanks to increase in the deceleration area.

REFERENCES

1. MA T. et al. Xi'an Thermal Power Research Institute Co Ltd, Xi'an 710032, Shaanxi Province, PRC2. North-west China Electric Power Design Institute, Xi'an 710075, Shaanxi Province, PRC3. Huaneng Shang'an Power Plant, Shijiazhuang 310000, Hebei Province, PRC; Quantitative relationship between the vacuum tightness and the leaking air flow rate into condenser [J] //Thermal Power Generation. – 2009. – T. 6.
2. Wang Y., Wen F. S., Yang S. F. A power system transient stability analysis based on MATLAB //2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – IEEE, 2014. – C. 1-4.
3. Zhang H., Li D., Luo Z. Symplectic RKN Algorithm for Power System Transient Stability Calculation [J] //Shaanxi Electric Power. – 2010. – T. 10.
4. Li L. et al. Research on Operation Mode Optimization After Outage of Guyue and Shunjiang Lines //Zhejiang Electric Power. – 2012. – T. 31. – №. 5. – C. 1-4.
5. Tan H. M., Zivanovic R. Transient stability sensitivity analysis of a simplified power system //2007 Australasian Universities Power Engineering Conference. – IEEE, 2007. – C. 1-7.
6. Al Marhoon H. H., Leevongwat I., Rastgoufard P. A practical method for power systems transient stability and security analysis //PES T&D 2012. – IEEE, 2012. – C. 1-6.