

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический
Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра Электрические сети и электротехника

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ ВСЛЕДСТВИЕ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ И НЕСИММТРИИ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 110 кВ

УДК 621. 316. 1. 017: 621. 3. 027

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Абдипата уулу Келдибек		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер РЦР ЭНИН	Харлов Н.Н.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Фигурко А. А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭБЖ	Дашковский А. Г.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭСиЭ	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ООП
ПО НАПРАВЛЕНИЮ 130402 – «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭСиЭ

(Подпись) (Дата) Прохоров А.В.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4В	Абдипата уулу Келдибек

Тема работы:

ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ ВСЛЕДСТВИЕ НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ И НЕСИММТРИИ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 110 кВ	
Утверждена приказом	Дата от 22.01. 2016 г. № 274/С
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	Объект исследования. Объектом исследования являются режимы подстанции 110 кВ «Новокормиловская» и отходящие линии 110 кВ. Для данного объекта необходимо выполнить следующую научно исследовательскую работу: Исследовать основные и добавочные потери мощности и электроэнергии, возникающие при несинусоидальных и несимметричных токах и напряжениях в отходящих линиях 110 кВ. Предмет исследования – предметом исследования являются основные потери мощности (вызванные протеканием токов прямой последовательности основной частоты в фазных проводах и наведенными токами в грозозащитных тросах) и добавочные потери (вызванные несимметрией токов основной частоты и токами высших гармонических составляющих также в фазных проводах и наведенными токами в грозозащитных тросах).
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	Для достижения поставленной цели решить следующие задачи: - Изучить математическое описание режима и потерь учитывающее: - все провода и грозозащитные тросы; - геометрию подвески проводов; - несинусоидальность и несимметрию напряжений и токов. - Освоить работу с программным комплексом, реализующим математическую модель режима. - Выполнить инструментальное энергообследование режимов отходящих линий. - Провести необходимые расчеты режимов и потерь отходящих линий от ПС 110 кВ Новокормиловская
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Исходные графики по ПКЭ, полученные с помощью прибора AR.5L; графики из результатов исследования, полученные с помощью программы Power Station – DOBPOT200TZ; Гистограмма и эпюры в Excel 2013.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко Аркадий Альбертович
Раздел на иностранном языке	Галанова Ольга Александровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Потери мощности в линии 110 кВ ПС «Новокормиловская» – «Валерина тяговая»	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер РЦР ЭНИН	Харлов Н.Н.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Абдипата ууу Келдибек		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4B	Абдипата уулу Келдибеку

Институт	Энергетический	Кафедра	Электрические сети и электротехника
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника/ Энергосбережение и энергоэффективность

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	
2. Разработка устава научно-технического проекта	
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджет НТИ
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
8. Потенциальные риски

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А. А.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM4B	Абдипата уулу Келдибек		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 159 с., 69 рис., 9 табл., 51 источников, 3 приложений.

Ключевые слова: основные и добавочные потери, несимметрия и несинусоидальность ток и напряжения, гармонических составляющих тока и напряжения, коэффициент искажения, электрический сеть, нелинейная нагрузка, линия, показатели качества электроэнергии.

Цель диссертации – исследование добавочных потерь мощности и электроэнергии от несинусоидальности и несимметрии токов в распределительных сетях 110 кВ.

Объект исследования. Объектом исследования являются режимы подстанция 110 кВ «Новокормиловская» и присоединений (ЛЭП 110 кВ).

Предмет исследования. Предметом исследования являются основные и добавочные потери от несимметрии и от несинусоидальности токов в фазных проводах и грозозащитном тросе.

В процессе исследования проводился: анализ снижения качества ЭЭ и его влияние на уровень потерь, проведены энергообследование и расчет основных и добавочных потерь мощности на отходящих линиях 110 кВ ПС Новокормиловская.

В результате исследования определены режимы отходящих линий ПС 110 кВ Новокормиловская, показатели качества напряжения и гармонических составляющих токов; абсолютные и относительные значения добавочных потерь мощности и ЭЭ.

Степень внедрения: разработанная модель и программное обеспечение Power Station – DOBPOT200TZ, а также результаты данного исследования могут быть применяются в электрических сетях 110 кВ.

Область применения: оценка энергоэффективности электрических сетей, расчет нормативов технологических потерь при защите тарифов, энергообследование электрических сетей.

Основные определения

В магистерской диссертаций используются следующие термины и определения.

- Качество электрической энергии (КЭ) – степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ, которые регламентируется в ГОСТ 32144-2013.

- Потери электроэнергии – это расход электроэнергии в результате производства и передачи.

- Несинусоидальность токов и напряжений - это токи и напряжения, изменяющиеся во времени по периодическому несинусоидальному закону.

- Несимметрия напряжений (токов) – состояние трехфазной системы энергоснабжения переменного тока, в которой среднеквадратические значения основных составляющих междофазных напряжений или углы сдвига фаз между основными составляющими междофазных напряжений не равны между собой.

- Добавочные потери – потери, возникающие вследствие несимметрии и несинусоидальности токов.

- Распределительная электрическая сеть –Сеть предназначена для передачи и распределение электрической энергии от электростанции к потребителю, состоящая из подстанций распределительных устройств, воздушных и кабельных ЛЭП и т.д., работающих на определенной территории.

Оглавление

Введение	Ошибка! Закладка не определена.
1 Анализ проблемы потерь и снижения качества электроэнергии при ее транспортировке	Ошибка! Закладка не определена.
1.1 Природа потерь электроэнергии при передаче и распределении и их структура Ошибка! Закладка не определена.	
1.1.1 Структура потерь электроэнергии	Ошибка! Закладка не определена.
1.1.2 Технологические потери	Ошибка! Закладка не определена.
1.1.3 Технические потери	Ошибка! Закладка не определена.
1.1.4 Коммерческие потери	Ошибка! Закладка не определена.
1.2 Методы расчета нагрузочных потерь в электрических сетях	Ошибка! Закладка не определена.
1.3 Высшие гармонические составляющие тока и напряжений и их источники в электрических сетях	Ошибка! Закладка не определена.
1.4 Основные мероприятия по сокращению технологических потерь	Ошибка! Закладка не определена.
Выводы к главе 1	Ошибка! Закладка не определена.
2 Проведение инструментальных обследований режимов	Ошибка! Закладка не определена.
2.1 Описание переносного электроанализатора AR.5	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.1 Подключение прибора AR.5 к электрической сети	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.2 Порядок работы с приборами AR.5	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.3 Технические характеристики прибора AR.5	Ошибка! Закладка не определена.
2.2 Инструментальное энергообследование подстанции 110/35/10 кВ «Новокормиловская»	Ошибка! Закладка не определена.
2.2.1 Линия 110 кВ «Новокормиловская» — «Валерино т.» (С-123) ..	Ошибка! Закладка не определена.
2.2.2 Линия 110 кВ «Новокармиловская» — «Валерино т.» (С-124) ..	Ошибка! Закладка не определена.
2.2.3 Линия 110 кВ «Густафьево» — «Новокармиловская» (С-13)	Ошибка! Закладка не определена.
2.2.4 Линия 110 кВ «Густафьево» — «Новокармиловская» (С-14)	Ошибка! Закладка не определена.
2.2.5 Линия 110 кВ «Новокармиловская» — «Победитель» (С-58)	Ошибка! Закладка не определена.

Вывод к главе 2	Ошибка! Закладка не определена.
3 Математическое описание режима и программное обеспечение.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 Математическая модель для определения добавочных потерь .	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Метод расчета основных и добавочных потерь при несинусоидальном и несимметричном режиме	Ошибка! Закладка не определена.
3.3 Описание программы для расчета основных и добавочных потерь в линиях электропередачи	Ошибка! Закладка не определена.
3.3.1 Инструкция по пользованию программой	Ошибка! Закладка не определена.
Вывод к главе 3	Ошибка! Закладка не определена.
4 Расчет потерь мощности и электроэнергии в отходящих линиях	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Расчет распределение напряжений и токов основной и высших гармоники вдоль трассы линии С-123.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.2 Расчет добавочных потерь от несинусоидальности и несимметрии напряжений и токов в линии С-123	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.1 Постановка численных экспериментов	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.2 Результаты расчетов.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.2.1 Потери мощности и ЭЭ от несинусоидальных токов	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.2.2 Потери мощности и ЭЭ от несимметричных токов	Ошибка! Закладка не определена.
Вывод к главе 4	Ошибка! Закладка не определена.
5 . Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	Ошибка! Закладка не определена.
5.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проект (НТУ)...	Ошибка! Закладка не определена.
5.2 Организация и планирование работ по проведению эксперимента.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.3 Продолжительность этапов работ	Ошибка! Закладка не определена.
5.4 Расчет сметы затрат на проведение эксперимента	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.1 Расчет затрат на материалы.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.2 Расчет заработной платы	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.3 Расчет основной заработной платы	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.4 Расчет отчислений от заработной платы	Ошибка! Закладка не определена.

5.4.5	Расчет затрат на электроэнергию.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.6	Расчет прочих расходов.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.7	Расчет общей себестоимости разработки	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.8	Оценка рисков проекта	Ошибка! Закладка не определена.
	Вывод к главе 5	Ошибка! Закладка не определена.
6	Социальная ответственность.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Введение.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
6.1.1	Опасность поражения электрическим током....	Ошибка! Закладка не определена.
6.1.2	Шум	Ошибка! Закладка не определена.
6.1.3	Освещенность	Ошибка! Закладка не определена.
6.1.4	Микроклимат	Ошибка! Закладка не определена.
6.2	Техника безопасности.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.2.1	Электробезопасность	Ошибка! Закладка не определена.
6.3	Производственная санитария	Ошибка! Закладка не определена.
6.3.1	Электромагнитные поля	Ошибка! Закладка не определена.
6.4	Расчет системы искусственного освещения	Ошибка! Закладка не определена.
6.5	Пожарная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
6.6	Охрана окружающей среды.....	Ошибка! Закладка не определена.
6.6.1	Чрезвычайные ситуации	Ошибка! Закладка не определена.
	Заключение.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Список использованных источников.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложения А.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложения Б	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение В.....	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

Актуальность проблемы. В XX веке начиная приблизительно 1950-х годов в связи с развитием промышленности и появлением новых технологий в электроэнергетике, наблюдается рост потребления электрической энергии, при этом возрастает расход ЭЭ, необходимый для осуществления ее транспортировки и распределения. В электрических сетях повышение энергоэффективности и снижение потерь мощности всегда было чрезвычайно актуальной проблемой. Потери ЭЭ в электрических сетях РФ за 2014 г. составил 11.04% от всей ЭЭ отданной в сеть, это показатель больше на 4-8% по сравнению с развитыми странами. Потери ЭЭ в электрических сетях должны снизиться до 8 % до 2030 г. согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.».

Одной из значительных причин увеличения потерь ЭЭ в электрических сетях является постоянный рост число потребителей с нелинейными и несимметричными характеристиками. К таким нагрузкам, прежде всего, относятся черная и цветная металлургия, сварочные машины, электрифицированный железнодорожный транспорт, офисное оборудование, бытовые электроприборы и т.д. Эти нагрузки потребляют из сети несинусоидальный ток, содержащий кроме основной гармоники частотой 50 Гц высшие гармоники, с частотами, превышающими основную частоту. Искаженные токи протекая по элементам электрических сетей, вызывают падения напряжения в них. В результате, на зажимах нелинейных потребителей, а также на зажимах всех остальных потребителей, подключенных к этой сети, проявляются искаженные кривых напряжения или, другими словами несинусоидальные напряжения. Несинусоидальные токи содержащие высшие гармоники в электрических сетях снижают качество электроэнергии по двум показателям несинусоидальности и несимметрии напряжения, кроме этого они вызывают добавочные потери мощности. Добавочные потери возникают также вследствие несимметрии параметров элементов сети и несимметрии режимов.

В настоящее время расчет технологических потерь ЭЭ в электрических сетях производится по методикам Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. №326. В этом нормативном документе расчет добавочных потерь ЭЭ не регламентируются. Соответственно, при формировании тарифов на электроэнергию и других расчетах усложняется составление баланса переданной и потребленной электроэнергии т.к. недоучет добавочных потерь электроэнергии приводит к тому, что они автоматически попадают в разряд коммерческих потерь, которые не включается в тариф на транспорт ЭЭ.

Актуальность темы:

1. Пониженное качество ЭЭ приводит к увеличению затрат на транспорт ЭЭ и экономическому ущербу. В настоящей работе сделана попытка оценить одну из составляющих этого ущерба, а именно добавочные потери, вызванные несинусоидальности и несимметрией напряжений и токов в линиях, питающих тяговую общепромышленную нагрузку;
2. Полученные результаты далее возможность оценить уровни потерь в электрических сетях, вызванные работой тяговой нагрузки;
3. Результаты данного исследования можно использовать более точного учета потерь ЭЭ;
4. Итогом исследования является создание основы для более современного программного комплекса определения добавочных потерь мощности.

Цель и задачи исследования.

Цель диссертация – исследование добавочных потерь мощности и электроэнергии от несинусоидальности и несимметрии токов в распределительных сетях 110 кВ.

Для достижения поставленной цели решены следующие **задачи**:

5. Изучено математическое описание режима и потерь учитывающее:
 - все провода и грозозащитные тросы;
 - геометрию подвески проводов;
 - несинусоидальность и несимметрию напряжений и токов.

6. Освоена работа с программным комплексом, реализующим рассматриваемую модель.
7. Выполнены инструментальные энергообследования режимов линий.
8. Проведены необходимые расчеты режимов и потерь отходящих линий от ПС 110 кВ Новокормиловская:
 - линии 110 кВ «Новокормиловская» – «Валерино тяговая» (С-123, С-124);
 - линии 110 кВ «Густафьево» – «Новокормиловская» (С-13, С-14);
 - линия 110 кВ «Новокомиловская» – «Победитель» (С-58).
9. Выполнен анализ полученных результатов.

Объект исследования. Объектом исследования являются режимы подстанция 110 кВ «Новокормиловская» и присоединений (ЛЭП 110 кВ).

Предмет исследования – предметом исследования являются основные потери мощности (вызванные протеканием токов прямой последовательности основной частоты в фазных проводах и наведенными токами в грозозащитных тросах) и добавочные потери (вызванные несимметрией токов основной частоты и токами высших гармонических составляющих также в фазных проводах и наведенными токами в грозозащитных тросах). Причиной появления добавочных потерь может являться несимметрия и несинусоидальность питающего напряжения и несимметрия и нелинейность питаемых нагрузок. Определенную роль здесь играет и несимметрия подвески проводов между фазами, грозозащитными тросами и относительно земли.

Ожидаемые результаты. Режимы отходящих линий ПС 110 кВ Новокормиловская, показатели качества напряжения и гармонических составляющих токов; абсолютные и относительные значения добавочных потерь мощности и ЭЭ.

Методы исследований. Пассивный эксперимент при выполнении энергообследования; математическое моделирование режимов линий; численные эксперименты для оценивания потерь.

Личный вклад автора. Проведен анализ режимов отходящих линий от ПС 110 кВ Ноаокормиловская, определены показатели качества электроэнергии на шинах 110 кВ, изучен гармонический состав токов и напряжений, определена геометрия подвески проводов. Освоена работа с программным комплексом для расчета основных и добавочных потерь мощности и ЭЭ. Определены суточные графики изменения режимных параметров и добавочных потерь мощности. Установлены абсолютные и относительные значения добавочных потерь, вызванных от несинусоидальности и несимметрией напряжений и токов.

Апробация работы. Выступление на научном семинаре в центре ресурсосбережения ЭНИН ТПУ.

Публикация. По материалам диссертация подготовлена научная статья.

1 Анализ проблемы потерь и снижения качества электроэнергии при ее транспортировке

1.1 Природа потерь электроэнергии при передаче и распределении и их структура

Электроэнергия отличается от других видов продукции тем, что её транспортировка осуществляется за счёт расходования части самой продукции и, следовательно, потери электроэнергии неизбежны. Однако лишь часть электроэнергии, не дошедшей от производителя к потребителю, можно отнести к собственно потерям. Эту часть в отраслевых документах обоснованно называют «технологический расход электроэнергии на передачу по электрическим сетям». Ниже для краткости будет использоваться термин «потери», в необходимых случаях с определениями «технологические потери», «технические потери». Кроме того, в электрических сетях имеет место так называемые «коммерческие потери» вызванные погрешностями приборов учета рано временности снятия показаний приборов учета, хщениями ЭЭ и пр.

Уровень потерь является важным, но не единственным показателем эффективности применительно к передаче и распределению электрической энергии. Понятие эффективности включает в себя ещё такие характеристики, как качество электроэнергии, надежность и бесперебойность электроснабжения, управляемость систем транспорта и распределения. Вопросы качества электроэнергии и его влияние на уровень потерь энергии в электрических сетях, как отмечалось во «Введении», является основным предметом исследований, обобщенных в данной диссертации.

Представление о положении российской энергетики в мире в аспекте эффективности транспорта электроэнергии дают данные, приведенные в таблице 1.1.

Правительство РФ поставило перед Минэнерго и руководством электросетевых компаний задачу – снизить потери к 2015 г. до 11 % и к 2030 г.

до 8 %. По мнению международных экспертов, обоснованный уровень потерь электроэнергии при передаче и распределении составляет 4-5 %, к которому следует стремиться. (Величина, близкая к пределу, определяемому физическими законами). Экономически обоснованный потенциал снижения потерь в сетях (реальный на сегодня) составляет около 35% от суммарных потерь [1].

Таблица 1.1 – Уровень потерь при передаче электроэнергии в ряде ведущих стран и в среднем в мире

Страны или их объединения	Потери при транспорте и распределении
Индия	25
Мексика	16,2
Бразилия	16,6
Россия	>12,0
Китай	6,7
ЕС-27	6,7
США	6,2
Канада	7,3
Япония	4,6
<i>Весь мир</i>	8,8

Снижение потерь даже до уровня 10% позволило бы российским энергетикам успешно решать следующие задачи:

- экономить ежегодно более 32 млрд. кВт.ч электроэнергии (около 4,0 млн т у.т.) (это позволило бы либо остановить 7 энергоблоков по 500 МВт, либо не вводить новые мощности такого масштаба),
- сократить вредные выбросы в атмосферу (оксидов азота и серы, твёрдых частиц) в объёме не менее 107 тыс. т. в год.

Сокращение сверхнормативных потерь электроэнергии в электрических сетях может и должно стать важным источником инвестиций (наряду с

другими) в сетевое хозяйство для радикального улучшения его технического состояния, а также замедления роста тарифов на электроэнергию. Это – сложная проблема, включающая оптимизацию развития электрических сетей, совершенствование системы учета электроэнергии, внедрение новых информационных технологий в энергосбытовую деятельность и управление режимами сетей, обучение персонала и его оснащение средствами поверки приборов для измерения электроэнергии и др.

Исследование динамики и структуры потерь электроэнергии до и после реформы российской электроэнергетики в 1998-2008 гг. и их сопоставление с аналогичными показателями зарубежных энергосистем, подвергшихся разгосударствованию и децентрализации, выявили ряд важных закономерностей [1]:

1. Переход от централизованных (государственных) к рыночным механизмам управления энергетикой привел к увеличению потерь электроэнергии в сетях. Эффект наблюдался не только в российской электроэнергетике во время и после реформы, но и в других странах, пошедших на разгосударствление и децентрализацию этой отрасли.

2. Относительные потери электроэнергии в сетях тем ниже, чем выше доля промышленного потребления в полезном отпуске.

3. Включение нормативов потерь в тариф на услуги по передаче электрической энергии приводит к появлению опасной тенденции подгонки этих нормативов под фактические потери.

Каждая из этих групп включает десятки позиций.

Основными причинами роста потерь электроэнергии в 90-е и «нулевые» годы являются [1]:

- эксплуатация физически и морально устаревшего оборудования,
- несоответствие схемно-режимных решений изменениям структуры потребления,
- неоптимальные уровни напряжения и потокораспределения реактивной мощности в сетях распределительных сетевых компаний,

- неблагоприятное (в аспекте потерь) влияние оптового рынка электроэнергии на режимы работы сетей,
- низкоэффективная (с точки зрения общественного производства) топология сети, не отвечающая модели энергетической подсистемы современной российской экономики.

1.1.1 Структура потерь электроэнергии

Около половины стоимости электроэнергии для потребителей формируется на стадии её производства. Вторая половина связана с её передачей и распределением и складывается из следующих составляющих:

- 22% - транспортировка по сетям низкого напряжения (Межрегиональные сетевые компании),
- 10% - транспортировка по местным коммунальным сетям (Территориальные сетевые компании),
- 7% - транспортировка по Единой национальной сети,
- 6% - сбытовая надбавка (услуги по формированию счетов и сбор денег с населения),
- 5% - услуги Системного оператора.

В первые три составляющие значительный вклад вносят потери энергии, состоящие из: а) обусловленных физическими законами расходов энергии в передающей сети и в оборудовании подстанций (обоснованные расходы); б) истинных потерь, обусловленных необоснованными расходами электроэнергии, связанными с износом электрооборудования, несовершенством организационно - технологических решений и действий; в) коммерческих потерь, обусловленных преимущественно хищением электроэнергии, рисунок 1.1.

Источниками информации об эффективности работы предприятий электрических сетей и об имеющемся у них потенциале энергосбережения являются:

- оперативная и отчётная документация по учёту электроэнергии,

- графики нагрузки и уровней напряжений,
- документация на основное (технологическое) и вспомогательное оборудование,
- результаты инструментального энергетического обследования.

Информация обобщается в энергетических паспортах.



Рисунок 1.1. – Структура потерь электроэнергии на стадиях передачи и распределения

1.1.2 Технологические потери

Технологические потери в электрических сетях характеризуются следующими цифрами. В сетях 220 кВ и ниже теряется около 78% от общих потерь; из них: в сетях 110-220кВ – 28 %; в сетях 35 кВ – 16 % и в сетях 10-0,4 кВ – 34 %. Цифры достаточно достоверные, т.к. все сетевые предприятия ежегодно проходят процедуру экспертизы технологических потерь при передаче электроэнергии.

Технологические потери включают три составляющие:

1. Технические потери.
2. Расход энергии на собственные нужды подстанций. Большая его часть является не потерями, а обоснованным потреблением электроэнергии для обеспечения нормальной работы технологического оборудования подстанций и обслуживающего персонала. К потерям следовало бы относить лишь бесполезно теряемую его часть.
3. Погрешности измерений.

1.1.3 Технические потери

Эта составляющая потеря, в свою очередь, подразделяется на:

1. Условно-постоянные – не зависящие от нагрузки и составляющие 24,7% от общих потерь (Из них 67% – потери холостого хода трансформаторов, 11% – собственные нужды подстанций, 22% – прочие потери);

2. Нагрузочные потери - зависящие от величины передаваемой по сети мощности, составляющие 75,3% от общих потерь. (Из них 86 % – потери в ЛЭП и 14% – в трансформаторах).

Условно-постоянные потери вызваны неизбежными затратами энергии на электромагнитные процессы в электротехническом оборудовании. Они не зависят от объёма транспортируемой энергии (от нагрузки), но зависят от технических параметров и физико-химических свойств материалов, используемых в оборудовании, и состояния окружающей среды и включают потери:

- холостого хода трансформаторов и активные потери в изоляторах, кабельных линиях, шинах, токопроводах и т.д., зависящие, прежде всего, от свойств, применённых в них материалов,
- на корону в ЛЭП и токи утечки по поверхности изоляторов, зависящие, в значительной мере, от состояния окружающей среды,
- в измерительных трансформаторах тока и напряжения, в приборах учёта электроэнергии.

Нагрузочные потери зависят от объёма транспортируемой активной и реактивной энергии.

Весомой составляющей нагрузочных потерь являются потери, связанные с передачей реактивной мощности (РМ). Циркулирование её в сетях ведёт к их перегрузке и снижает полезную пропускную способность. (В городских распределительных сетях её доля может превосходить 50% суммарной мощности). Потребляют РМ однофазные и трехфазные

электродвигатели переменного тока (45-60%), трансформаторы всех ступеней трансформации (20-25%), электроприводы с полупроводниковыми преобразователями, мощные газоразрядные лампы. Основными источниками РМ являются генераторы электрических станций (их мощности не достаточно для обеспечения баланса реактивной мощности), специальные устройства на подстанциях энергосистем: батареи статических компенсаторов, синхронные компенсаторы, управляемые источники РМ. Эффективно «бороться» с ней, т.е. компенсировать могут только крупные потребители, преимущественно промышленные предприятия.

Приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007г. №49 восстановлена ответственность потребителя за потребляемую РМ. При компенсации РМ необходимо учитывать технологические особенности, график нагрузки потребителя и использовать системы автоматического управления компенсацией РМ, основанные на новых методах и технических средствах.

Источниками исходных данных для расчёта технических потерь являются следующие:

- информация о топологии ЭС и параметрах схемы замещения,
- результаты измерения объёмов электроэнергии в ветвях и узлах ЭС,
- данные о длительности отключённого состояния всех наиболее важных элементов ЭС.

Методы расчёта технических потерь электроэнергии утверждены соответствующими директивными и методическими документами Минэнерго РФ.

Расчёт потерь электроэнергии в ЭС осложняется такими факторами как:

- Большое схемно-режимное многообразие ЭС.
- Высокая степень неопределённости или отсутствие необходимой для расчётов информации вследствие топологических изменений, производимых в ЭС на длительных интервалах времени.
- Нерегулярность контрольных замеров в ЭС.

- Неодновременность снятия показаний счетчиков электроэнергии и высокая погрешность приборов учёта.

- Большое многообразие приборов учёта электроэнергии с различным классом точности.

- Неучёт в существующем программном обеспечении в режимах малых нагрузок ряда «незначительных» потерь энергии (активное сопротивление линий рассчитывается по среднегодовой температуре местности, в сетях НН не учитываются перетоки РМ, не учитываются высшие гармонические составляющие и несимметрия и др.).

- Коммерческие потери электроэнергии.

Технические потери в электрических сетях энергоснабжающих организаций рассчитывают по трем диапазонам напряжения:

- в питающих сетях высокого напряжения (ВН) 35 кВ и выше;
- в распределительных сетях среднего напряжения (СН) 6 - 10 кВ;
- в распределительных сетях низкого напряжения (НН) 0,38 кВ.

Распределительные сети 0,38/6/10 кВ, эксплуатируемые районными электрическими сетями (РЭС) и предприятиями электрических сетей (ПЭС), характеризуются значительной долей потерь электроэнергии в суммарных потерях по всей цепи передачи электроэнергии от источников до электроприемников. Это обусловлено особенностями построения и организации эксплуатации данного вида сетей: большим количеством элементов, разветвленностью схем, недостаточной обеспеченностью приборами учета, относительно малой загрузкой элементов и т.п.

В настоящее время по каждому РЭС и ПЭС энергосистем технические потери в сетях 0,38/6/10 кВ рассчитываются ежемесячно и суммируются за год. Полученные значения используются для расчета планируемого норматива потерь электроэнергии на следующий год.

Технологические потери электроэнергии нормируются (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя). Нормативы рассчитывают при режимах работы, технических параметрах линий,

оборудовании сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде согласно документу «Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям» (С изменениями от 01.02.2010г.) [2].

Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющийся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащённости сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов из их перечня, установленного методикой. Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

Инструкция по расчету потерь в электрических сетях разработана для идеальных режимов сетей. К сожалению, реальные режимы электрических сетей далеки от идеального состояния: наблюдаются несимметрии режимов и параметров элементов, искажения синусоидальности, вызывающие дополнительные потери. Привлекательной стороной традиционных расчетов потерь является их простота, но в ущерб точности. С развитием электронной вычислительной и информационно-измерительной техники стало возможным разрабатывать более точные методы расчета и оценки уровня потерь.

1.1.4 Коммерческие потери

Этот вид потерь обусловлен не физическими свойствами элементов ЭС, а является результатом, прежде всего хищения электроэнергии абонентами. Также их причиной являются не одновременность снятия показателей приборов учета, не своевременная оплата услуг по передаче электроэнергии. Данный вид потерь не включается в норматив технологических потерь, и

соответственно, является источником прямых убытков энергосбытовых компаний.

Считается, что коммерческие потери являются результатом социальных и организационных факторов:

1. Хищение электроэнергии потребителями;
2. Недостатки в организации контроля за ее потреблением и оплатой.

На сегодняшний день известно более 40 способов хищения электроэнергии [3, 4]. Как правило, хищение имеет место в бедных регионах. Выявлялись случаи участия работников энергосбытовых компаний в мошенничестве по хищению электроэнергии.

На уровень коммерческих потерь может существенно влиять качество организации ее учета. На головных участках радиальных сетей (в которых чаще всего возникает коммерческий недоучет) всех классов напряжения необходимо устанавливать счетчики технического учета электроэнергии. Это позволяет составить баланс между отпущенной в данную сеть и оплаченной потребителями электроэнергии, на основе чего становится возможным выделить участки сети с повышенным уровнем коммерческих потерь.

Как известно, в Минэнерго СССР отчетные потери находились на уровне 9% от отпуска электроэнергии в сеть. Из них 2,25% - постоянные потери, 6,75% - нагрузочные. Так как социальных условий для массовых хищений электроэнергии бытовыми абонентами не было, а промышленность была в собственности у самого государства (которое и производило энергию), то доля коммерческих потерь в сетях Минэнерго СССР была пренебрежимо мала.

В настоящее время, в условиях рыночной экономики можно смело утверждать, что уровень коммерческих потерь возрос и влияет на доходы энергосбытовых компаний. Это долгое время будет существенной составляющей отчетных потерь, к которым относят все не обоснованные расчетным путем потери, в т.ч. добавочные потери от несимметрии и несинусоидальности токов.

1.2 Методы расчета нагрузочных потерь в электрических сетях

Для выработки эффективных мер по сокращению потерь в электрических сетях необходимо проводить оценку уровня потерь, выявлять факторы, влияющие на уровень потерь и определять степень их влияния.

На сегодня задача расчета и оценки уровня потерь в электрических сетях решается на основе утвержденной Минэнерго РФ инструкции [2]. К сожалению, данный документ при расчете нагрузочных потерь не учитывает потерь, обусловленных низким качеством электроэнергии по таким показателям как несинусоидальность и несимметрия. В тоже время знания об уровнях потерь электроэнергии от высших гармонических составляющих тока и токов обратной последовательности могут способствовать выработке эффективных мер по сокращению потерь в электрических сетях. Это является первым аспектом в учете качества электроэнергии при расчете потерь электроэнергии.

Вторым аспектом является вопрос о тарифообразовании. Известно, что тариф на электроэнергию имеет две составляющие: а) плата за обслуживание электрических сетей и б) плата за технологический расход электроэнергии на ее транспорт и распределение [5]. Как отмечено в разд.1.1.3, коммерческие потери не включаются в тариф, вследствие невозможности их расчета и обоснования по каким-либо общепринятым законам физики и экономики [3, 5, 6].

Таким образом, поскольку в [2] не предусмотрено потерь, обусловленных несинусоидальностью и несимметрией токов, они автоматически попадают в разряд коммерческих и, следовательно, не включаются в тариф (хотя на самом деле являются техническими) [7, 8]. Данное обстоятельство ведет к тому, что электросетевые предприятия теряют доход, следовательно, государство имеет недоимку налогов в бюджет.

В качестве примера влияния несимметрии токов на уровень потерь можно привести данные, опубликованные в [9]. Указывается, что в период 1966-1970 гг. в электрических сетях 6-10/0,4 кВ СССР добавочные потери от

несимметрии составили 1080 гВт.ч., что почти на 39 % выше, чем при симметричных режимах.

Согласно [2] расчет нормативных потерь на перспективу производится на основе расчета потерь за базовый период, уровень которых необходимо определять с достижимой достоверностью. При определении потерь электроэнергии за базовый период расчет потерь мощности осуществляется на ЭВМ с применением сертифицированных Минэнерго РФ программных комплексов как «РТП 3.1» и «РАП-Стандарт» [10, 11]. Иногда расчеты проводят с применением программных комплексов по расчету установившихся режимов как «Дакар», «Мустанг», «Eurostag» и «RastrWin».

Расчет производится по информации, полученной путем контрольных измерений только для одного момента времени (например, для ночного минимума, дневного максимума и т.д.). Для обеспечения достаточной достоверности необходимо проводить расчеты с интервалом в 1 ч., для чего в течение суток необходимо произвести не менее 24 измерений, однако на практике это происходит иначе. На подстанциях редко кто занимается такими измерениями. Современными системами телеизмерений оснащены далеко не все подстанции. В плане перспективного развития электроэнергетики страны до 2030 г предусмотрена полная модернизация электрических сетей, что включает в себя и оснащение подстанций современными средствами телеизмерений по Нормам технологического проектирования подстанций [12].

Вернемся к реалиям наших дней.

Существует пять методик расчета потерь электроэнергии по сети в целом. Официально они представлены в документе [2], который на сегодняшний день является единственным документом, опираясь на который рассчитываются потери во всех энергетических организациях страны. Практическое использование этих методик подробно описано в трудах таких отечественных ученых как Железко Ю.С., Поспелов Г.Е., Воротницкий [10, 13, 3, 14].

Ниже эти методики в порядке снижения точности:

- 1) оперативных расчетов;
- 2) расчетных суток;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Большим недостатком всех этих методик является низкая точность, т.е. больших погрешностей расчета. Данная проблема является самой большой в области расчета потерь электроэнергии.

Основными используемыми методиками являются вторая и третья. Все эти методики основываются на суммировании потерь электроэнергии, рассчитанных по каждому элементу сети. Для каждого элемента сети есть своя формула для расчета потерь в нем. Принцип наиболее применяемых методик (2 и 3) заключается в расчете мощности активных потерь для условного промежутка времени i и суммировании итогов, что дает потери энергии.

Для более полного представления существующих недостатков методик, рассмотрим, изложенный в [2] порядок расчета нагрузочных потерь электроэнергии в ВЛ для условно постоянного промежутка времени. Формула по расчету нагрузочных потерь в ЛЭП, которая также справедлива и для кабельных линий, шинопроводов или двухобмоточных трансформаторов (далее – элементы) имеет вид:

$$\Delta W_{nj} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^3, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1.1)$$

где R - активное сопротивление элемента, Ом; I_j - токовая нагрузка элемента, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А; P_j , Q_j - значения активной и реактивной мощности элемента, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар, соответственно; U_j - значение напряжения на элементе, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ; Δt_j - интервал времени, в течение которого нагрузка элемента сети с

сопротивлением R принимается неизменной; M - количество интервалов времени Δt_j в базовом периоде.

Так, потери мощности и электроэнергии в элементах сети зависят от двух параметров: его сопротивления и протекающего по нему тока.

Рассмотрим названные два параметра для ВЛ, в которых, как указывалось выше, имеют место 86 % нагрузочных потерь.

Активное сопротивление ВЛ рассчитывается на основе справочных данных проводов [15] по формуле:

$$R_{\text{ВЛ}} = r_0^{20} \cdot (1 + 0,004 \cdot (\Theta - 20)) / n_{\text{ц}}, \text{ Ом} \quad (1.2)$$

где r_0^{20} - удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20°C, Ом/км; L - длина линии, км; Θ - средняя температура провода за базовый период, °C; $n_{\text{ц}}$ - количество параллельных цепей, шт.

На практике обычно температура провода не известна и поэтому методикой допускается при расчетах принимать ее равной 20°C. После вычисления активного сопротивления одного провода, оно умножается на 3, как это показано в формуле (1.1). Таким образом, вычисляется активное сопротивление всей ВЛ.

Так, согласно модели, представленной в [2], расчет потерь электроэнергии в ВЛ складывается из нагрузочных потерь, рассчитываемых по формуле (1.1), и климатических, представляющих собой потери на корону.

Потери мощности на корону в [2] не рассчитываются: в виду их независимости от нагрузки они лишь представлены в виде таблиц «Удельные потери электроэнергии на корону». Последние зависят от продолжительности конкретных видов погоды. Для случаев отсутствия информации о погодных условиях на расчетный период предусмотрена таблица «Удельные годовые потери электроэнергии на корону», по которой можно оценить уровень потерь на корону по каждому региону Российской Федерации.

Действующее значение тока определяется из формулы:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_m^2 \sin^2 \omega t dt} = \frac{I_m}{\sqrt{2}} = 0,707 I_m \quad (1.3)$$

Как следует из формулы (1.1), $I_j^2 = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2}$, т.е. квадрат тока,

протекающего по ВЛ, вычисляется на основе данных о фазном напряжении, активной и реактивной мощностях. Это говорит о том, что в учет берется суммарный ток прямой последовательности по трем фазам. При этом подразумевается симметричная система токов.

В свете стоящей перед диссертантом задачи, большой интерес представляют разработанные на сегодня подходы к расчету потерь активной мощности в ЛЭП, в которых учитывается наличие высших гармонических составляющих тока в элементах сети. Согласно [17, 18], дополнительные потери активной мощности в ЛЭП, вызванные протеканием высших гармоник тока, могут быть определены по следующей формуле:

$$\Delta P_{\Sigma v} = 3 \sum_{v=2}^n I_v^2 R_1 k_{rv}, \quad (1.4)$$

где v – номер гармоники; n – число учитываемых гармоник; I_v – ток v -ой гармоники; R_1 – активное сопротивление на основной частоте; k_{rv} – коэффициент, учитывающий влияние поверхностного эффекта. Как правило, его принимают равным: $k_{rv} = 0,47\sqrt{v}$.

В [17] приводятся аппроксимирующие выражения для зависимости $k_{rv}(v)$, при использовании которых получаются несколько большие значения потерь:

Тип проводника	$k_{rv}(v)$
АС-400	$0,3v$
А-400	$0,15v$
Медный кабель	$0,06v$
Алюминиевый кабель	$0,06v$

Удельное активное сопротивление проводника на высших частотах определяется по:

$$r_{0v} = r_0 (k_{lv} + k_{\sigma v}), \quad (1.5)$$

где r_0 – удельное сопротивление проводника постоянному току (с учетом температуры); k_{lv} – коэффициент, учитывающий явление поверхностного эффекта для v -ой гармоники, и равный:

- для меди $k_{lv} = 0,021\sqrt{f}$;
- для алюминия $k_{lv} = 0,01635\sqrt{f}$.

Коэффициент $k_{\sigma v}$ учитывает эффект близости для v -ой гармоники и определяется по следующей формуле:

$$k_{\sigma v} = \frac{1,18 + k_{lv}}{k_{lv} + 0,27} \left(\frac{d}{a} \right)^2, \quad (1.6)$$

где d – диаметр жилы проводника, мм; a – расстояние между центрами жил, мм.

Эффект близости обязательно нужно учитывать для кабельных линий. Для воздушных линий, если $a > 50$, эффект близости предлагается не учитывать и выражение для расчета потерь от высших гармоник в ЛЭП по [18] примет вид:

$$\Delta P_{\Sigma v} = 3r_0 l \sum_{v=2}^n I_v^2 (k_{lv} + k_{\sigma v}), \quad (1.7)$$

Коллективом авторов [17] разработана программа по расчету добавочных потерь мощности в основных элементах системах электроснабжения (ЛЭП, батареи конденсаторов, электрические машины, силовые трансформаторы). Программа позволяет рассчитать потери только на основе формул (1.4)-(1.7) и лишь для одного момента времени. В действительности график изменения искажения синусоидальности в течение суток может существенно варьироваться.

Выражения, представленные в [17, 18], предназначены для вычисления мощности потерь, поэтому полученные по ним значения необходимо

умножать на условно постоянный промежуток времени. Более того, они слабоадаптированы к реальной обстановке в электрических сетях, поскольку, так же как [2], не учитывают несимметрию токов. Удельное сопротивление активной мощности на основной частоте принимается из справочников по проектированию электрических сетей или по электроснабжению [15].

В [17] вводится понятие «относительное значение дополнительных потерь» в линии в сравнении с потерями на основной частоте, значение которых, по мнению автора, мало – не более 1-2%, что значительно меньше, чем потери от протекания реактивных мощностей. Однако следует не забывать, что добавочные потери могут быть незначительными для одного элемента сети, но по сети в целом суммарные добавочные потери могут составлять существенную величину.

Рассмотренные модели расчета добавочных потерь не учитывают большое количество факторов, влияющих на режим работы линии:

- несимметрия параметров линий;
- несимметрия режимов линий;
- несимметрия режимов линии на высших гармониках;
- распределенность параметров на высших гармониках;
- наличие грозозащитного троса.

В связи с указанными ограничениями существующих методов расчета потерь в линиях электропередачи, актуальным является разработка методики расчета добавочных потерь, учитывающей качество электроэнергии, и способа оценки уровня добавочных потерь в электрических сетях.

1.3 Высшие гармонические составляющие тока и напряжений и их источники в электрических сетях

В последнее время большое внимание уделяется проблеме контроля качества электроэнергии (КЭ) в электрических сетях, о чем свидетельствует большое количество публикаций [19, 20, 21]. Это, прежде всего, аргументируется финансовыми убытками, обусловленными износом и преждевременным выходом из строя электротехнического оборудования, ложными срабатываниями противоаварийной автоматики вследствие негативного влияния низкого КЭ. Так же говорится о необходимости повышения КЭ в связи с глобализацией электроэнергетических систем всех стран для обеспечения глобальной энергетической безопасности [19]. Правовая база в виде государственных и межгосударственных стандартов развита хорошо, однако, как показывает опыт, выполнение требований этих стандартов достигается не в полной мере. Причинами их не полного выполнения являются комплексные проблемы, как дороговизна технических средств контроля и отсутствие надежных и доступных методов мониторинга КЭ. Попытки фундаментальной систематизации и решения этих проблем с точки зрения отечественной науки встречаются в публикациях о современных средствах измерения показателей КЭ, системах мониторинга КЭ в электрических сетях, а также о технических средствах управления КЭ [19, 24, 20].

О влиянии нелинейной нагрузки на КЭ написано в трудах [23, 24, 25]. Разработана методика совместного расчета установившихся режимов систем электроснабжения и полупроводниковых преобразователей, получившая развитие в публикации [26]. Группа ученых из Бразилии разработала программный комплекс, моделирующий нагрузки и элементы электроэнергетической сети с целью мониторинга распространения высших гармоник тока в электрической сети. Однако, несмотря на публикацию данной работы, формализованные модели и алгоритмы ее программной реализации в публикациях отражения не нашли (и остаются коммерческой тайной).

Высшие гармонические составляющие тока и напряжения в электрических сетях вызывают дополнительные потери электроэнергии в элементах сети, преждевременный выход из строя подстанционного оборудования, негативно сказываются на режимах работы питаемого оборудования, промышленной автоматики и релейной защиты.

Как отмечается в стандарте Европейского союза по качеству электроэнергии, гармонические искажения питающего напряжения (в русскоязычной литературе часто называемое «отравлением») обусловлены главным образом нелинейными нагрузками потребителей электроэнергии, подключенных ко всем уровням напряжения питающей сети.

В системах электроснабжения источниками токов частот высшего порядка являются электроприемники с нелинейными вольтамперными характеристиками. Нелинейные электроприёмники, потребляющие несинусоидальный ток при синусоидальной форме питающего напряжения, инжектируют в питающую сеть высшие гармонические составляющие тока, что ведет к падению напряжений на высших частотах и искажению питающего напряжения и другим негативным последствиям [23, 24].

При анализе режимов электрической сети несинусоидальную периодическую функцию тока или напряжения разлагают в ряды Фурье, представляя ее в виде суммы спектров гармонических составляющих. Частоты гармонических составляющих тока и напряжения кратны основной частоте питающей сети. Такой ряд можно записать в следующей форме:

$$i(\omega t) = i_0 + i_1 \sin(x + \psi_1) + i_2 \sin(2x + \psi_2) + \dots = i_0 + \sum_{k=1}^{\infty} i_k \sin(kx + \psi_k), \quad (1.8)$$

где i_0 – постоянная составляющая тока, i_1 и i_2 – амплитуды синусной (изменяющейся по синусоидальному закону) составляющей соответственно первой и второй гармоники тока; i_k – амплитуда k -гармонической составляющей; ψ_1, ψ_2, ψ_k – начальные фазы соответственно первой, второй и k -ой гармонической составляющей; k – номер гармонической составляющей; kx – частота k -ой гармонической составляющей.

Графическая интерпретация (19) очень удобна при анализе режима [27, 24, 28, 29]. В качестве примера на рисунке 1.2 приведена осциллограмма, а на рисунке 1.3 – спектр гармоник, полученные по результатам инструментальных обследований электрических сетей ОАО «Ростовэнерго», выполненных Региональным центром ресурсосбережения энергетического института (РЦР ЭНИН).

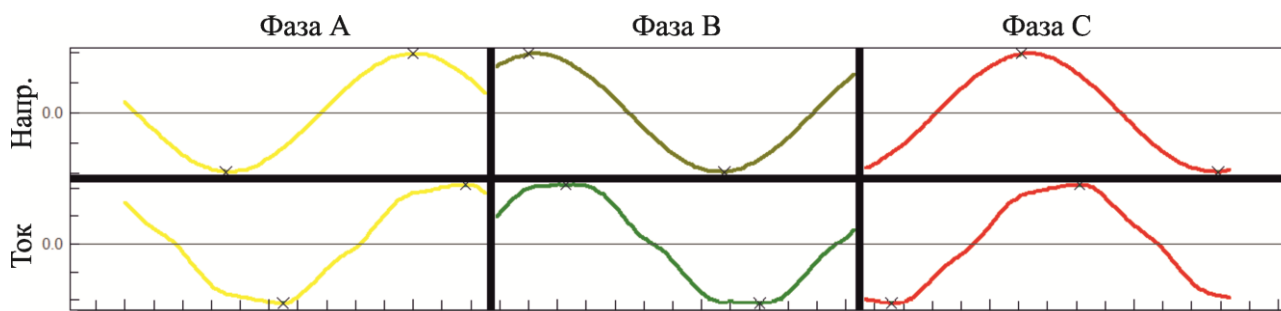


Рисунок 1.2 – Осциллограммы напряжений и токов линии «Р1-Р41» в месте примыкания к шинам 110 кВ подстанции «Р1» ОАО «Ростовэнерго» (для одного из моментов времени)

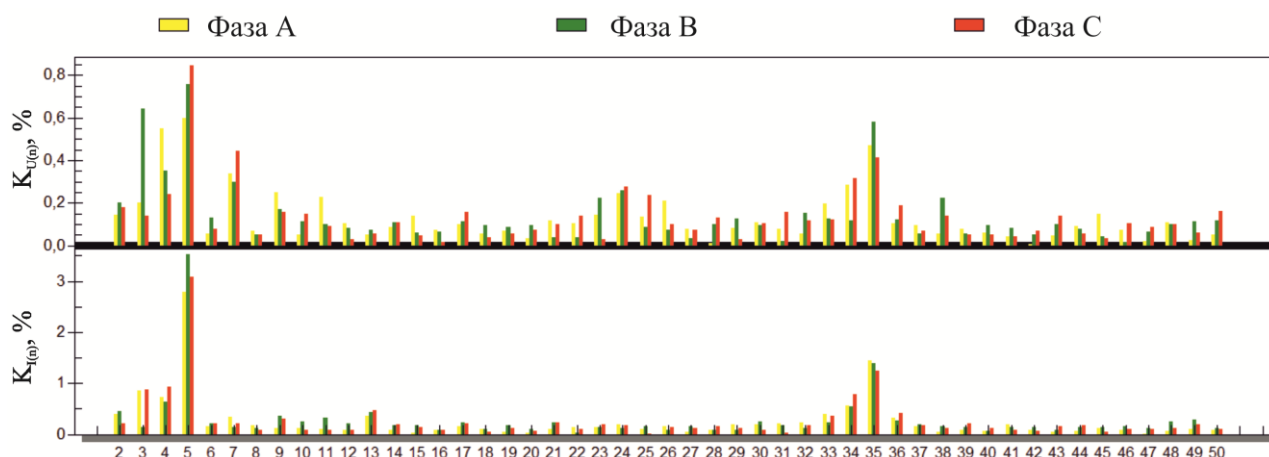


Рисунок 1.3 – Гармонический состав напряжений на шинах и токов линии «Р1-Р33-Р12» в месте примыкания к шинам 110 кВ подстанции «Р1» ОАО «Ростовэнерго» (для одного из моментов времени)

Осциллограмма на рисунке 1.2 дает наглядное представление об искажениях сетевого напряжения и тока, а на рисунке 1.3 можно более подробно увидеть, какие частоты больше всего искажают ток в элементе и напряжение сети.

Значения амплитуд токов и их начальных фаз по каждой гармонике, как указывалось выше, регистрируются приборами, с помощью которых производятся инструментальные замеры и эти данные сохраняются в памяти

приборов. Данные загружаются в постоянную память компьютера, откуда можно извлекать их для обработки.

Еще одним показателем, характеризующим наличие в периодически изменяющемся сигнале высших гармонических составляющих и позволяющим оценить их содержание, является коэффициент искажения синусоидальности. Для тока данный коэффициент определяется по следующей формуле:

$$K_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}}{I_1}, \quad (1.9)$$

где $\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}$ является действующим значением тока высших гармоник $n>1$; K_I измеряется в процентах.

Очевидно, что чем больше доля высших гармонических составляющих, тем больше данный коэффициент для периодического сигнала.

Уровни высших гармоник тока в системах электроснабжения в нашей стране до настоящего времени не нормируются, хотя их негативное влияние на режим работы сети достаточно подробно проанализировано в [23, 8, 24, 25]. Несинусоидальность, как и другие показатели качества напряжения, нормируется стандартом ГОСТ Р 33144-2013 [30]. В странах ЕС нормативные документы ограничивают использование методов повышения коэффициента мощности, связанных с увеличением гармоник. Такие стандарты, как EN 61000-3-2 и EN 61000-3-12 требуют оборудования импульсных источников питания фильтрами гармоник. Аналогичные стандарты действуют и в нашей стране: ГОСТ Р 51317.3.2-99 и ГОСТ Р 51317.3.12-2006 соответственно [31, 32].

Основные источники высших гармоник можно объединить в следующие группы:

- полупроводниковая силовая электроника;
- электродуговые технологии;
- трансформаторы (из-за намагничивающих токов);

- воздушные линии электропередач (вследствие резонансных режимов).

В наши дни устройства на основе полупроводниковых элементов широко распространены в нагрузках как бытового, так и промышленного характера. Такие устройства базируются на диодах, тиристорах и транзисторах, имеющих нелинейные вольтамперные характеристики. Область применения устройств силовой электроники определяется их техническими характеристиками. Современные полупроводниковые элементы имеют широкий диапазон рабочих характеристик, рисунок 1.4 [50].

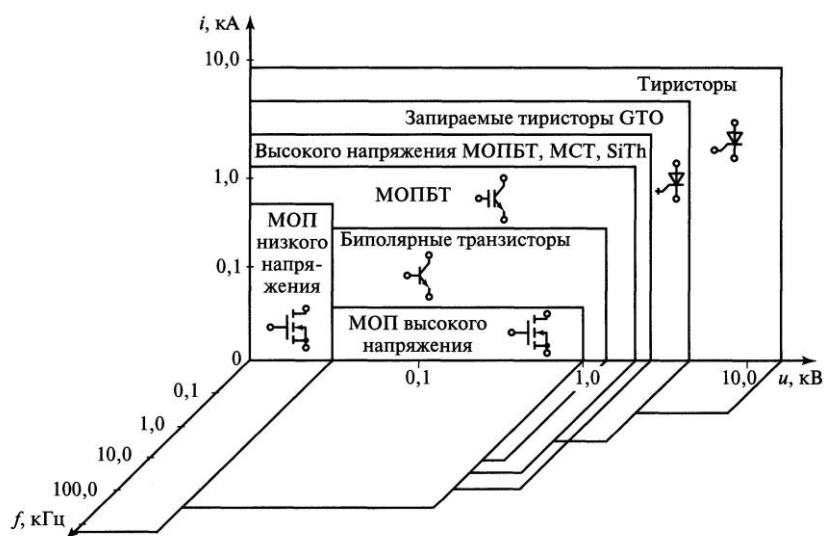


Рисунок 1.4 – Диаграмма характеристик силовых полупроводниковых приборов

Поскольку нелинейные электрические ключи, работающие в импульсных режимах, являются основными элементами преобразователей переменного напряжения в напряжение постоянного тока, частотных регуляторов скорости вращения двигателей электроприводов и т.д., то такие устройства, будучи широко распространенными, представляют собой основные источники высших гармонических составляющих тока.

Например, схема Ларионова легла в основу большинства выпрямительных устройств. В зависимости от требований к качеству выпрямленного напряжения такая схема бывает 1; 3; 6-фазного исполнения и выше. Схемы выпрямления с большим количеством фаз вносят меньше искажений в питающую сеть. На промышленных предприятиях в основном применяются 6-фазные и 12-фазные схемы выпрямления, представленные на рисунке 1.5.

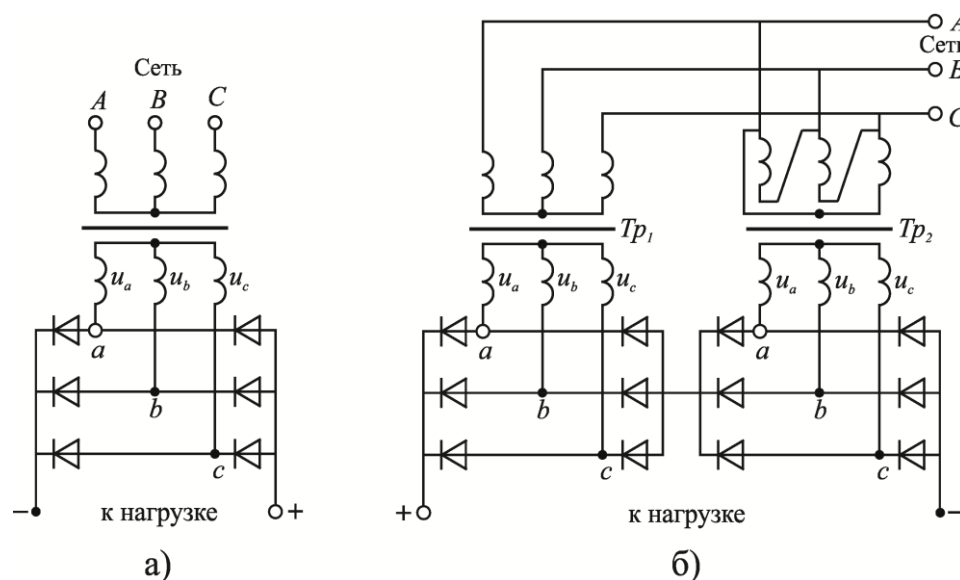


Рисунок 1.5. – Схемы трехфазных выпрямителей: а) 6-фазная; б) 12-фазная

Области применения выпрямителей, имеющих присоединение к общим электросетям переменного тока следующие:

1. Блоки питания бытовой, офисной радио- и электроаппаратуры (в т.ч. так называемые адаптеры (англ. AC-DC adapter));
2. Питание главных двигателей постоянного тока прокатных станов, кранов различных тяжёлых производств, подъемных машин постоянного тока горнодобывающей промышленности, тяговые электроприводы электровозов, городской электротранспорт и др.;
3. Сварочные аппараты;
4. Электролизёры для получения цветных металлов и стали, хлора, едкого натра, нанесения металлических покрытий и гальванопластики;
5. Инверторные подстанции дальних передач электроэнергии постоянным током;
6. Установки т.н. «элеонной технологии», предложенной и разрабатываемой академиком Попковым В.И. и его учениками [33]:

Ниже приводятся спектральные составы напряжений и токов на зажимах выпрямительных агрегатов по результатам инструментального обследования параметров электропотребления подстанций одного из горнодобывающих предприятий Российской Федерации.

На рассматриваемом предприятии эксплуатируются электродвигатели постоянного тока с номинальным напряжением 6 кВ, характеристики которых приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Характеристики электродвигателей производственных механизмов

№ п.п.	Производственный механизм, потребитель	Марка двигателя	Номинальная мощность, кВт	КПД, %
1.	Скиповый подъем клетьевого ствола	П2Ш-630-215-4КУХЛ4	1500	85,7
2.	Клетевой подъем клетьевого ствола	П2Ш-630-214-4КУХЛ4	850	85,4
3.	Скиповый подъем скипового ствола	П2Ш-300-253-7КУХЛ4	2800	90,9
4.	Клетевой подъем скипового ствола	П2Ш-630-215-4КУХЛ4	1500	85,5

Выпрямительный агрегат, питающий скиповый подъем скипового ствола, выполнен по 12-пульсной схеме, и генерирует в сеть высшие гармоники следующего порядка (рисунок 1.6): 11, 13, 23, 25, 35, 37. Клетевой подъем скипового ствола питается от выпрямителя, выполненного по 6-пульсной схеме; его работа сопровождается генерацией в сеть 5, 7, 11, 13, 17, 19 и 23 гармоник (рисунок 1.7).

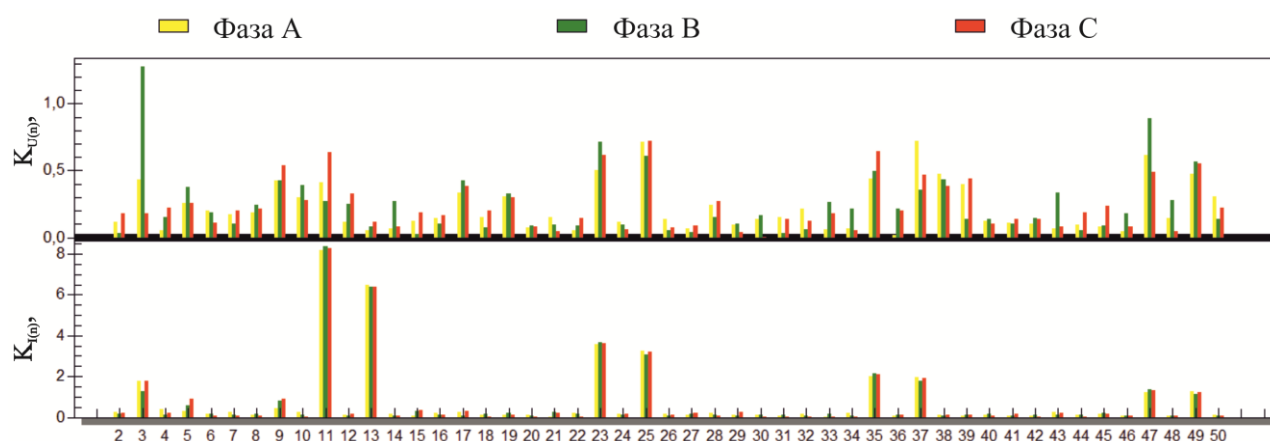


Рисунок 1.6 – Спектральный состав токов электродвигателя скипового подъема скипового ствола (12-фазная схема выпрямления)

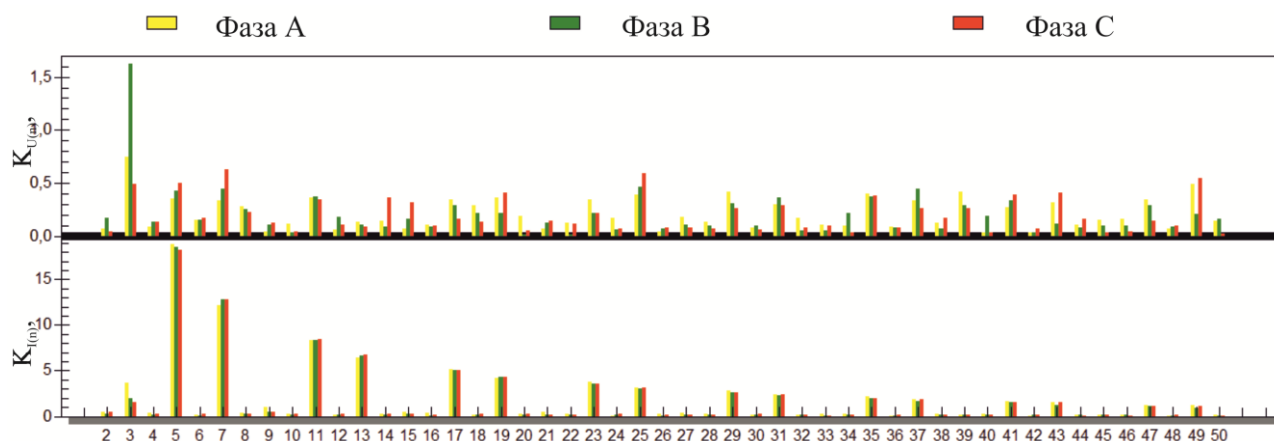
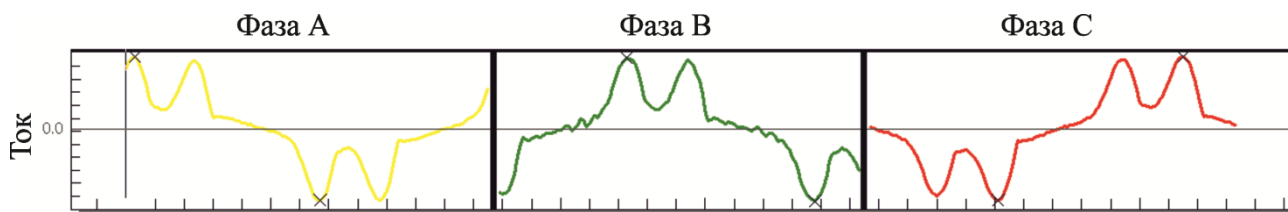


Рисунок 1.7 – Спектральный состав токов электродвигателя клетьевого подъема скипового ствола (6-фазная схема выпрямления)

Как видно из рисунков, чем большее число фаз преобразователя, тем меньше искажение первичного тока. Наибольшее значение имеют высшие гармоники тока 5, 7, 11 и 13 порядков, для минимизации которых на секционных шинах подстанции установлены параллельные фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ), каждое из которых состоит из четырех фильтров, настроенных на частоту 250, 350, 550 и 650 Гц [22].

С целью улучшения технико-экономических характеристик перекачивающих агрегатов в нефтедобывающей отрасли, в системах водоснабжения и водоотведения городов приводы переменного тока насосных агрегатов оснащаются частотными регуляторами скорости вращения электродвигателей. На сегодняшний день в нашей стране не все насосные агрегаты оснащены частотными регуляторами скорости вращения электродвигателя, но поскольку их установка позволяет сэкономить много электроэнергии, она является перспективным направлением. Работы в этом направлении уже ведутся. В нефтедобывающей отрасли установка насосов с частотно-регулируемым электроприводом для увеличения скорости вращения способствует существенному снижению наработки на отказ [34].



а)

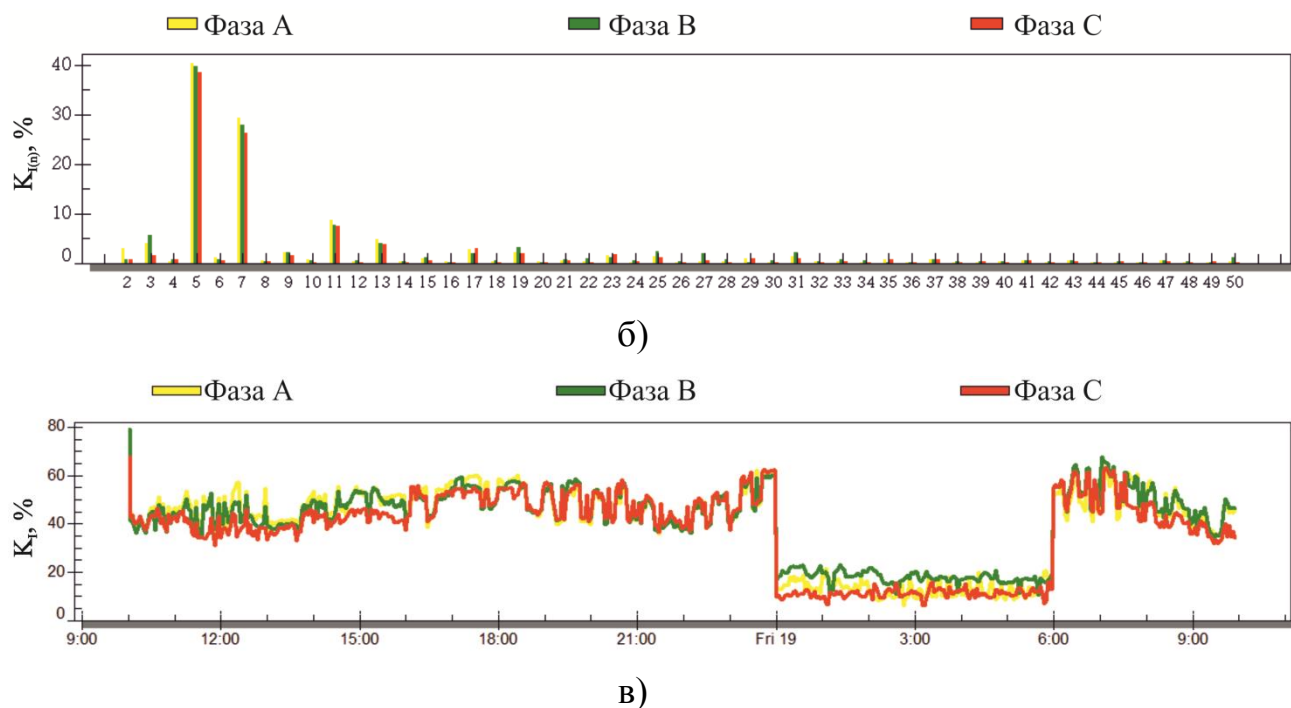


Рисунок 1.8 – Искажение синусоидальности тока устройством частотного регулирования скорости вращения насосных агрегатов

На рисунке 1.8. представлены кривая тока, спектр тока и график суточного изменения коэффициента искажения синусоидальности тока в месте подключения насосного агрегата с устройством частотного регулирования к питающей сети, полученные при инструментальном энергетическом обследовании одной из насосных станций системы водоснабжения г. Омска. Представленные искажения синусоидальности принадлежат насосному агрегату с электродвигателем мощностью 250 кВт [35].

Как видно из рисунка 1.8, коэффициенты гармонических составляющих тока в устройствах частотного регулирования насосных агрегатов могут достигать 40% и обуславливать коэффициенты искажения синусоидальности до 60%. Снижение коэффициента искажения синусоидальности на рисунке 1.5, в. с 12 ночи до 6 утра обусловлено ночным минимумом нагрузки на систему водоснабжения.

Как указывалось выше, питание тяговых электроприводов осуществляется через выпрямители переменного тока. На рисунке 1.6 представлен спектральный состав токов в линии 110 кВ, питающей тяговую подстанцию.

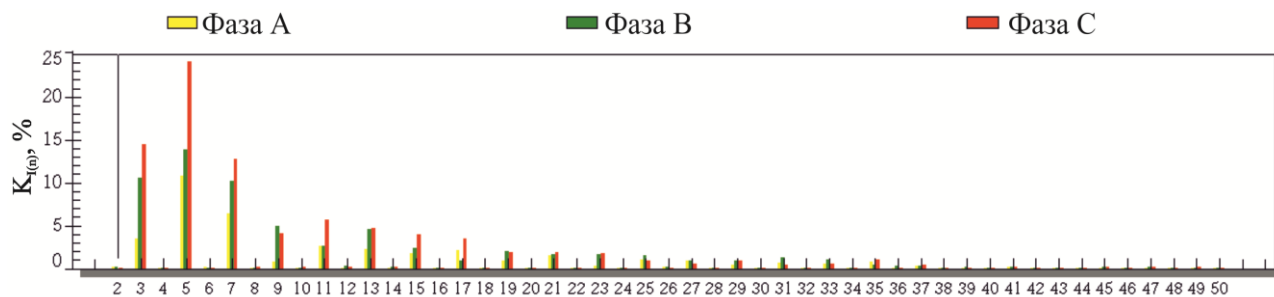


Рисунок 1.9 – Спектральный состав токов в линии, питающей тяговую подстанцию

Работа тяговых электроприводов сопровождается генерацией канонических гармоник тока и их проникновением в питающую сеть, что видно из рисунка 1.9. При этом токи в линии 110 кВ на основной частоте достигают 60 А. В [8] приводится пример исследования качества напряжения при наличии тяговых нагрузок путем компьютерного моделирования в среде MATLAB Simulink.

Электродуговые печи, используемые в металлургии, бывают переменного и постоянного тока. Дуговые печи на переменном токе имеют нелинейную вольтамперную характеристику, нестабильны и несимметричны по фазам. Поэтому такие печи генерируют непрерывный спектр гармоник. Спектральный уровень зависит от типа печи, ее мощности, от рассматриваемой стадии процесса (расплавление, рафинирование и т.д.). Мощность трансформаторов электродуговых печей достигает 25 тыс. КВА. Точный уровень гармоник, генерируемых такими печами, может быть определен только путем инструментальных измерений. Дуговые печи на постоянном токе питание получают от выпрямителей и поэтому дуга у них более стабильна. Гармонический спектр потребляемого такой системой тока характеризуется как непрерывный (наряду с кратными основной частоте гармониками возникают и не кратные ей), но в меньшей степени, чем у печи на переменном напряжении. И поскольку питание печи осуществляется через выпрямитель, то и, соответственно, имеют место канонические гармоники, подавление которых достигается подключением к общим шинам ФКУ.

На рисунке 1.10 представлен гармонический состав напряжений на шинах и токов сетевой обмотки трансформатора, к которому подключен выпрямитель. Через него питается электродуговая печь.

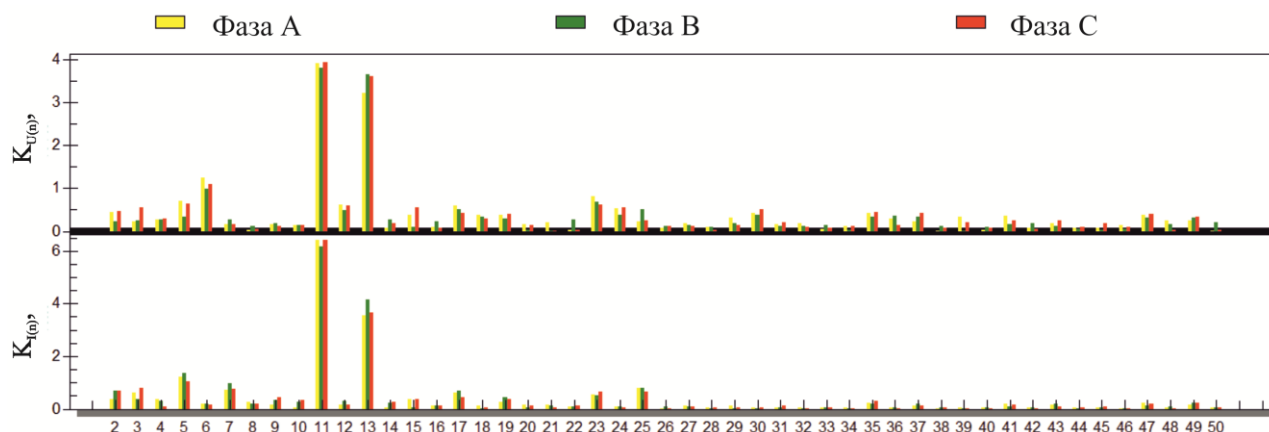


Рисунок 1.10 – Гармонический состав напряжения на первой секции шин и тока сетевой обмотки АКВ-16. ФКУ-1 включено

Анализируя гистограмму, можно сделать вывод, что гармонический состав тока сетевой обмотки в основном соответствует току выпрямителя, выполненного по эквивалентной двенадцатифазной схеме (рисунок 1.5, б) с номерами канонических гармоник, определяемых формулой [13] $n = 12p \pm 1$, где $p=0, 1, 2, 3, \dots$. В то же время в спектре тока присутствуют и т.н. неканонические гармоники. В первую очередь здесь следует обратить внимание на гармонические составляющие с номерами 5, 7, 17, 19 и т.д., которые присутствуют в вентильных обмотках, но должны взаимно компенсироваться в сетевой обмотке. Присутствие данных гармоник в токе сетевой обмотки объясняется неполной их взаимной компенсацией (т.н. токи небаланса) вследствие неодинаковости коэффициентов трансформации обмоток, соединенных в треугольник и в звезду и, соответственно, неравенством токов вентильных обмоток.

В электрических сетях одним из основных источников высших гармоник являются силовые трансформаторы, в которых в процессе насыщения сердечника возникают гармоники, кратные трем. Особенно это заметно из анализа гармонических составляющих напряжений в электрических сетях 110 кВ, представленного в [37]. Сопротивление индуктивности с насыщающимся сердечником зависит от амплитуды тока, протекающего через нее, что и вызывает значительную деформацию кривой этого тока. Такие процессы чаще всего происходят в малозагруженных трансформаторах, работающих с перевозбуждением (т.е. при повышенном напряжении) [38].

Еще одним источником высших гармоник непосредственно в электрических сетях являются воздушные линии электропередачи. Соответствующие огромной территории Российской Федерации ВЛ имеют протяженности в сотни и тысячи километров. В длинных линиях (особенно слабо загруженных), как правило, наблюдаются резонансные режимы. Причины их возникновения связаны с емкостью проводов относительно земли и друг друга и собственной индуктивностью ВЛ. В зависимости от длины и загрузки линии на определенных частотах эти емкости и индуктивности создают резонансные режимы, что, в свою очередь, обуславливает возникновение токов и напряжений этих частот, рисунок 1.11.

На представленной гистограмме видно, что на 29-ой гармонике напряжения имеет место всплеск до 1%. Это объясняется наличием эффекта резонанса на данной частоте в конце линии [37].

Источниками несимметрии токов являются несимметрично распределенные нагрузки, однофазные и двухфазные электротехнологические установки большой мощности, в том числе тяговые. Несимметрия параметров и нештатные режимы электрических сетей обусловлены несимметричностью параметров элементов. Так, для обеспечения симметрии параметров длинных ЛЭП через определенные расстояния выполняют транспозицию фаз, тем самым обеспечивая более менее равномерное распределение взаимной индукции проводов, тросов и емкости вдоль трассы линии [39].

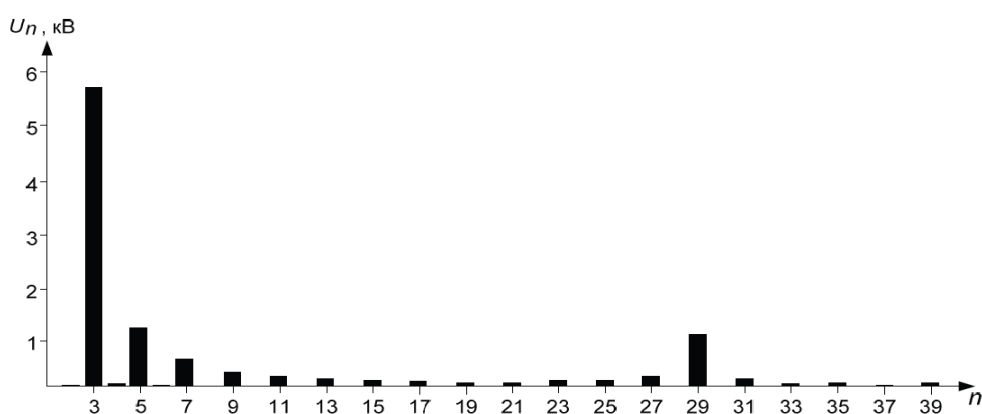


Рисунок 1.11 – Гармонический состав напряжений на конце линии 110 кВ длиной 100 км

Постоянный рост населения Земли и душевого потребления электроэнергии, в том числе за счет оснащения квартир бытовой

электропотребляющей техники с нелинейными ВАХ, обостряют проблему добавочных потерь и снижения эффективности функционирования электрических сетей. Разработка эффективных мер нейтрализации этих негативных эффектов становится все более насущной задачей.

1.4 Основные мероприятия по сокращению технологических потерь

Существуют два магистральных направления снижения технологических потерь электроэнергии и мощности при их передаче по линиям – 1) реализация комплекса технических/технологических мероприятий, 2) осуществление организационных мероприятий.

Многочисленные и разноплановые мероприятия по сокращению технологических потерь электроэнергии в сетевом хозяйстве можно представить в виде 4 групп [14]:

1. Оптимизация схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей.
2. Строительство, реконструкция и развитие электрических сетей, ввод в работу энергосберегающего оборудования.
3. Уточнение расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом.
4. Совершенствование организации работ, стимулирование снижения потерь, повышение квалификации персонала, контроль эффективности его деятельности.

Согласно многим авторам, специализирующимся в области расчета и снижения потерь в электрических сетях, существенное влияние на уровень потерь оказывают перетоки реактивной мощности. Поэтому компенсация реактивной мощности и оптимизация потокораспределения являются одними из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь в электрических сетях. Этим мероприятием, как правило, сопровождается оптимизация по уровню напряжения.

Существует ряд организационных мероприятий, направленных на поддержание оптимального режима схемы, такие, как например, сокращение

времени ремонта на подстанциях, ремонт установок под напряжением. Так же к организационным мероприятиям относится отключение недогруженных трансформаторов при малых нагрузках и перевод нагрузки отключенных трансформаторов на другие трансформаторы той же подстанции.

Дорогостоящим техническим мероприятием является замена недогруженных или перегруженных установок (трансформаторов, проводов ВЛ) на другие, которые будут работать при номинальных технических характеристиках.

В связи с выбранной тематикой диссертации, следует особо отметить мероприятия по совершенствованию системы учета электроэнергии. К ним относятся ввод АСКУЭ, продуманный план контроля за потреблением электроэнергии с целью выявления несанкционированных подключений, ввод системы штрафов против недобросовестных абонентов.

Вопросы выбора мероприятий по сокращению потерь в электрических сетях более подробно рассмотрены в [13, 24].

Высшие гармоники не рассматриваются в качестве причин потерь мощности и электроэнергии. Их рассматриваются лишь как источники помех, ухудшающих питающее напряжение. Поэтому мероприятия по их устранению относятся к вопросам обеспечения качества напряжения или электромагнитной совместимости.

Выводы к главе 1

1. Фактический уровень потерь ЭЭ в электрических сетях России высок по сравнению с уровнями потерь в других развитых странах. Это свидетельствует об актуальности повышения эффективности транспорта электроэнергии в России. Для определения истинного потенциала повышения энергоэффективности сетей и способов его реализации необходимо детальное изучение структуры потерь, выявление источников сверхнормативных потерь и выработка эффективных мероприятий по снижению их уровней.

2. Применяемые методы расчета потерь в электрических сетях просты по принципу и в использовании в ущерб точности. Они не учитывают несинусоидальности токов, а известные методы, предполагающие учет

качества электроэнергии, не учитывают распределенность параметров на высших гармониках, несимметрию параметров и токов основной и высших гармоник. Поэтому необходимы новые методы расчета потерь, которые в полной мере учитывали бы особенности режимных и системных параметров.

3. Удельная доля нелинейной нагрузки увеличивается и является одним из источников высших гармонических составляющих. Для исследования современного состояния уровней искаженности режимов в реальных электрических сетях, необходимы целенаправленные энергообследования электрических сетей и новые аппараты моделирования сетей.

4. Основные, реализуемые на сегодня, мероприятия и средства по сокращению потерь направлены на борьбу с потерями, обуславливаемыми перетоками реактивной мощности, но не несинусоидальностью и несимметрией токов. Для разработки методов и средств борьбы с потерями от высших гармонических составляющих тока и несимметрии токов основной частоты необходимо изучить природу этих явлений, как в отдельных элементах сети, так и в сложных электрических сетях. Для выявления природы высших гармонических составляющих в электрических сетях необходимы новые модели режимов всех элементов электрических сетей (а не только ВЛ), которые позволили бы моделировать сложные электрические сети с учетом распределенности параметров элементов сети.

2 Проведение инструментальных обследований режимов

2.1 Описание переносного электроанализатора AR.5

Портативный анализатор количества и показателей качества электрической энергии (ПКЭ), AR.5 предназначены для измерения, вычисления, записи и анализа качественных и количественных параметров напряжения переменного тока, включая гармонические составляющие до 49 порядка, силы переменного тока в однофазных, симметрических и несимметрических трехфазных и четырехпроводных сетях [40].

Прибор AR- 5 (Рисунок 2.1) производства фирмы Circutor grup (Испания)

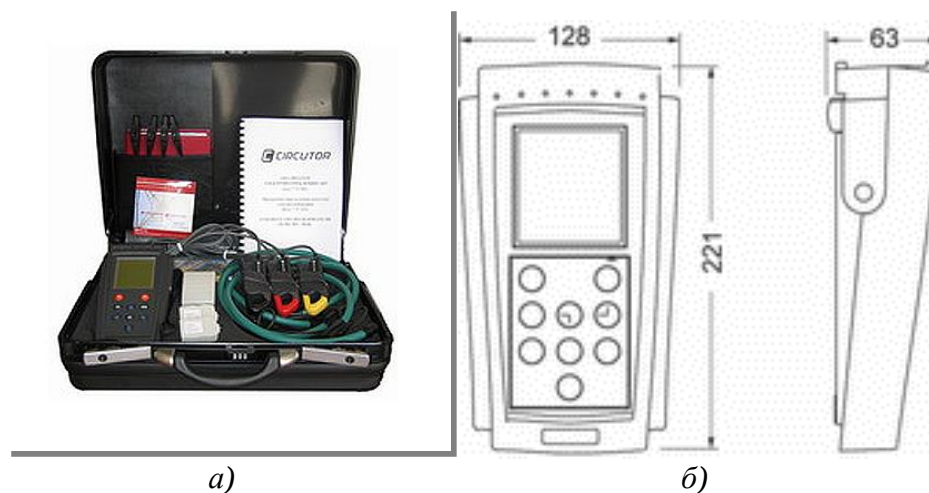


Рисунок 2.1 – Энергоанализатор AR.5. (а) комплект прибора (б) габаритные размеры

Прибор применяется при обследовании электроэнергетических систем (ЭЭС) с целью построения графиков потребления реактивной и активной мощности, определение качества ЭЭ, проверка счетчиков электроэнергии, подбора фильтрокомпенсирующего оборудования, обнаружения утечек электроэнергии, определение причин отказов электрооборудования, составления энергетического паспорта [40].

Электроанализатор работает в портативном режиме, так как имеет все необходимые характеристики: небольшой вес, автономное питание, большую память для хранения данных и возможность перепрограммирования для решения разнообразных задач.

2.1.1 Подключение прибора AR.5 к электрической сети

Анализатор подключается к одно фазной и трехфазной сети 220/380 В посредством датчиков тока и потенциальных проводов и к высоковольтным сетям подключатся с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения. Прибор имеет 6 измерительных каналов из них 3 канала предназначены для тока, а остальные 3 канала для напряжения. Сменными датчиками тока служат клещи или гибкие кольца номиналом от единицы до тысячи ампер. К трансформаторам тока с выходом 5А подключение производится с помощью клещей 5А или специального 3-х фазного шунта.

2.1.2 Порядок работы с приборами AR.5

При работе с электроанализатором AR.5 необходимо производить все операции строго в определенной последовательности:

- 1) Подключить электроанализатор в сети при помощи прилагаемого кабеля. Помимо этого, заземлить прибор для исключения возможных сбоев в работе.
- 2) По-фазно соединить вводы по напряжению с каждой измеряемой фазой системы, а также нейтралью (при ее наличии).
- 3) Присоединить клещи к каждому фазному проводу, при этом каждая фаза тока должна совпадать с фазой по напряжению.
- 4) Для достоверности измеряемых параметров необходимо учитывать способы подключения, указанные в приложении к прибору.
- 5) Включить электроанализатор.
- 6) Осуществить выбор желаемой программы в соответствии с измеряемыми параметрами. После выбора программы прибор автоматически проверит соответствие типа клещей для измерения тока, при заданной программе. В случае неверной установки клещей, прибор подаст сигнал на замену.
- 7) В случае верного подключения на экране электроанализатора появятся основные параметры сети.

2.1.3 Технические характеристики прибора AR.5

- Максимальные напряжения при прямом подключении: фазное 500 В, линейное 866 В.
- Частота 45...65 Гц.
- Номиналы измерительных датчиков тока: клещи 5, 100, 500, 1000, 2000А, гибкие датчики 200, 2000, 20000 А.
- Период измерения: программы «базовая», «гармоники», «фликер» - 1с.4 ч, «быстрые процессы» - 0,02...1 с.
- Класс точности: ток и напряжение - 0,5, мощность и энергия - 1,0 (без учета датчиков тока).
- Объем памяти: более 200000 измеренных значений параметров.
- Питание: сетевой адаптер 220/9В или встроенный аккумулятор.
- Габариты и масса: 200x130x62 мм, 0,6 кг (без датчиков тока) [40].

2.2 Инструментальное энергообследование подстанции 110/35/10 кВ «Новокормиловская»

Подстанция 110 кВ «Новокормиловская» принадлежит ОАО «МРСК Сибири» — «Омскэнерго». Подстанция расположена на востоке Омской области и является крупной узловой подстанцией [41]. К ПС Новокормиловская присоединены несколько подстанций: ПС 110/10 кВ Валерино тяговая, ПС 110 кВ с/х Победитель и ПС 110 кВ ж/д станция Густафьево, схемы присоединения показаны на рисунке 2.2.1.

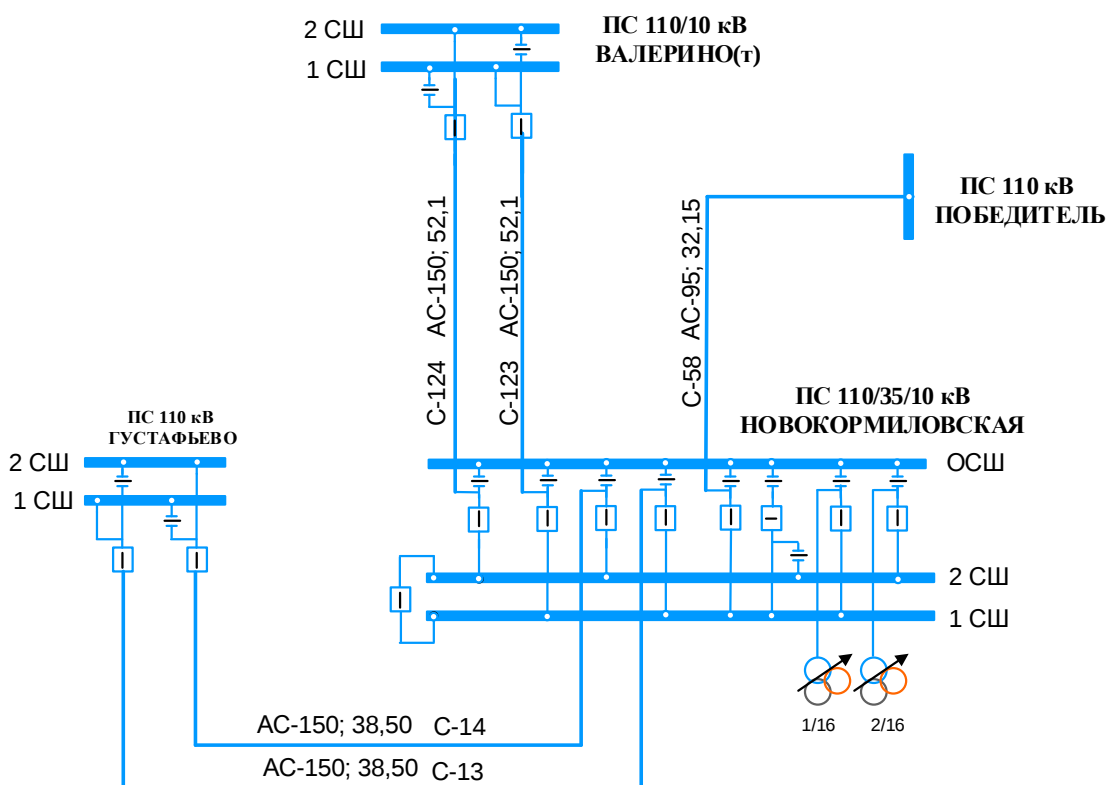


Рисунок 2.2.1 – Однолинейная схема ПС 110 кВ «Новокормиловская» с двумя рабочими секциями с обходной системой шин

Целью инструментального энергообследования подстанции является получение исходных данных необходимых для расчета добавочных потерь.

Суточное измерение на шинах 110 кВ ПС Новокормиловская проведены в 2009 г. силами сотрудников Регионального Центра ресурсосбережения НИ ТПУ.

В течение суток с помощью энергоанализатора AR.5. зафиксированы фазные напряжения на шинах ПС 110 кВ Новокормиловская и фазные токи присоединений. Измеренные величины записываются в память прибора,

откуда затем накопленные данные загружаются в компьютер, после данные обрабатываются и анализируются в программном комплексе «Power Vision 1.7b».

На основе измеренных напряжений и токов в программном комплексе строятся следующие графики:

- суточные коэффициенты искажения синусоидальности, осциллограммы и спектры гармонических составляющих напряжения для отдельных моментов времени;
- суточные коэффициенты искажения синусоидальности, осциллограммы и спектры гармонических составляющих токов присоединений для отдельных моментов времени.

Полученные графики представлены в пункте § 2.2.1 – 2.2.4.

2.2.1 Линия 110 кВ «Новокормиловская» — «Валерино т.» (1С-123)

Суточное изменение фазных напряжений на первой секции шин (1СШ) 110 кВ ПС Новокормиловская представлены на рисунке 2.2.2.

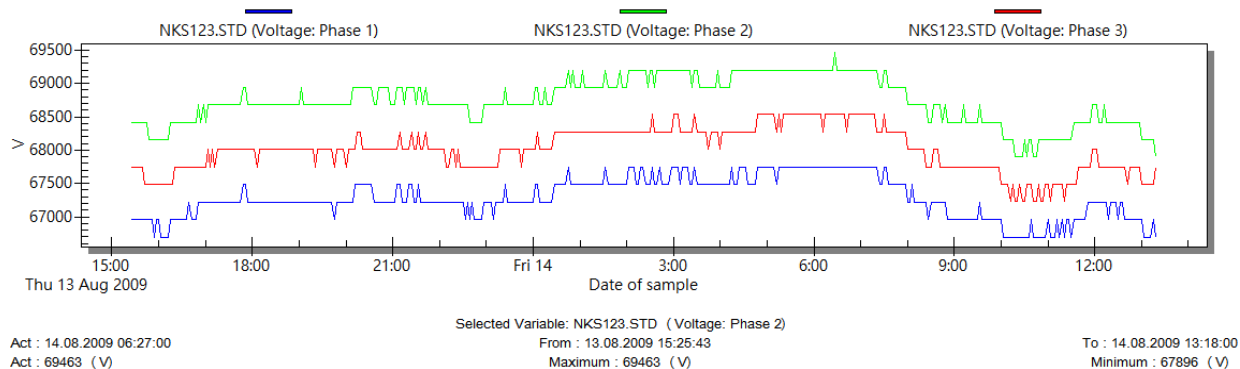


Рисунок 2.2.2 – Суточный график изменения фазных напряжений на шинах 110кВ ПС «Новокормиловская»

Размах изменений действующих значений фазных напряжений на 1СШ наблюдается в пределах от 67,9 (106% $U_{ном}$) до 69,4 кВ (109% $U_{ном}$). Наибольшая разница модулей фазных напряжений достигает 1,5 кВ. Из графика видно, что напряжение ночью достигает наибольшего значения, а днем

¹ Линии 110 кВ «Новокормиловская» — «Валерино т.» имеют диспетчерские номера С-123, С-124

нормализуется, это связано с уменьшением ночью и увеличением днем потребления активных реактивных нагрузок.

На рисунке 2.2.3 показаны фазные токи в начале линии 110 кВ С-123.

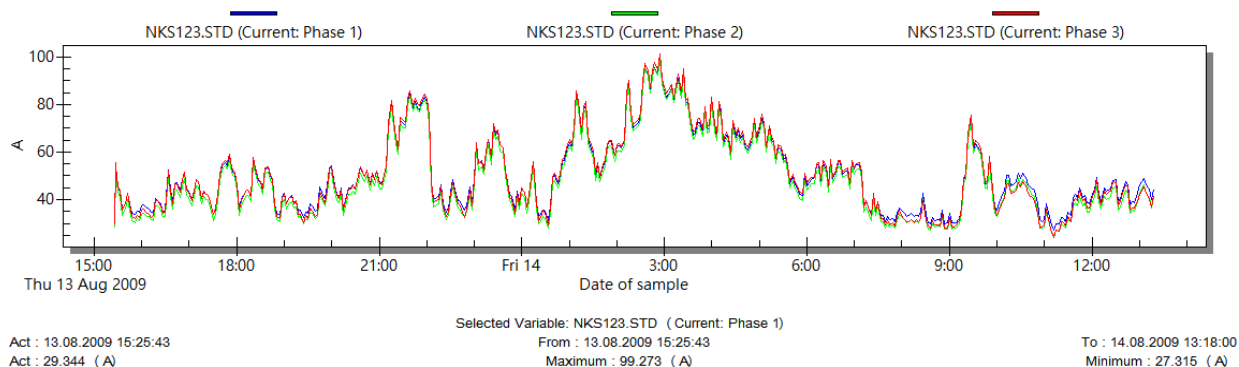


Рисунок 2.2.3 – Суточные графики изменения фазных токов линии С-123 в месте примыкания к шинам 110кВ ПС «Новокормиловская»

Фазные токи в линии С-123 изменяются в пределах от 27 до 99 А, следует отметить, что линия по току слобозагружена согласно ПУЭ предельно длительный ток 450 А для марки проводов АС-150/24 [42]. По рисунку 2.2.4 можно заметить, что нарушение синусоидальности тока значительно, т.к. ПС Валерина т. питает тяговую нагрузку железной дороги. Положение с искажение кривой тока усугубляется слабой загрузкой линии результате чего развиваются резонансные явление на частотах высших гармоник.

На рисунке 2.2.4 коэффициент искажения синусоидальности кривых напряжений и токов представлено в процентах от основных гармоник напряжения и тока.

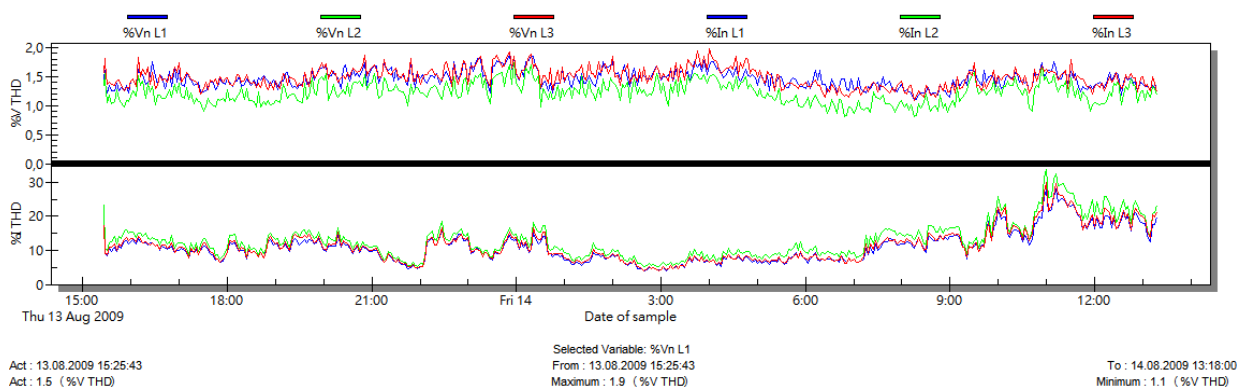


Рисунок 2.2.4 – Графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-123 (нижний график)

Из графика видно, что коэффициент искажения синусоидальности напряжения находится в нормальных допустимых пределах, т.е. не превышает 2 % согласно ГОСТу 32144-2013 [30], а коэффициент искажения синусоидальности по току изменяется в пределах от 7% до 30%.

Спектральные разложения несинусоидальных кривых напряжений и токов, позволяет выявить номера и величины коэффициентов гармонических составляющих. В данной работе гармоническое разложение выполнено для одного из моментов времени (рисунок 2.2.5).

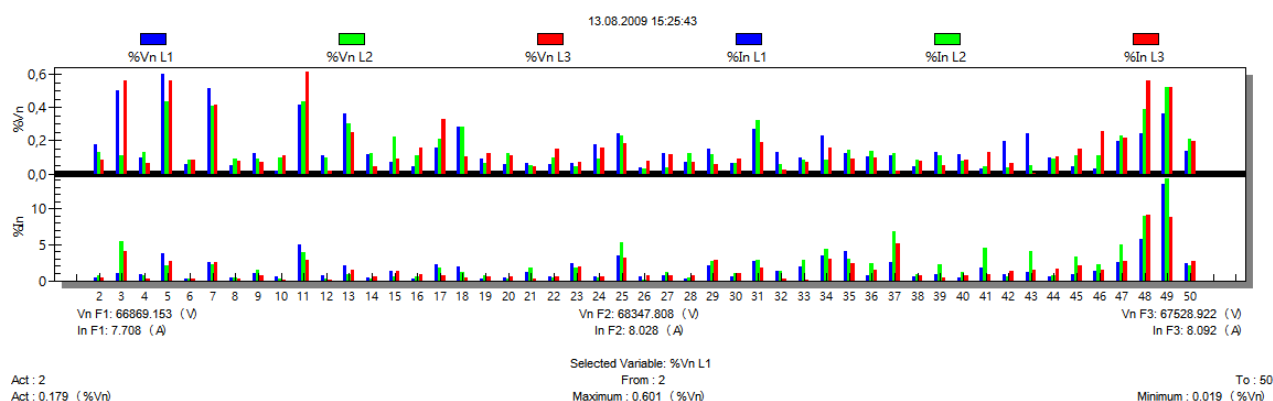


Рисунок 2.2.5 – Гармонический состав напряжений (верхняя диаграмма) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-123 (нижняя диаграмма) в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская»

Наиболее существенный вклад в искажения синусоидальности вносят гармоники:

- по напряжению 3(0,56%), 5(0,6%), 7(0,51%), 11(0,61%), 48(0,6%);
- по току 3(5,4%), 11(4,9%), 25(5,2%), 37(6,86%), 48(9%), 49 (15%).

Анализ показывает, что превышений нормативных значений коэффициентов п-х гармоник не наблюдается.

Осциллограммы фазных напряжений и токов показаны на рисунке 2.2.6.

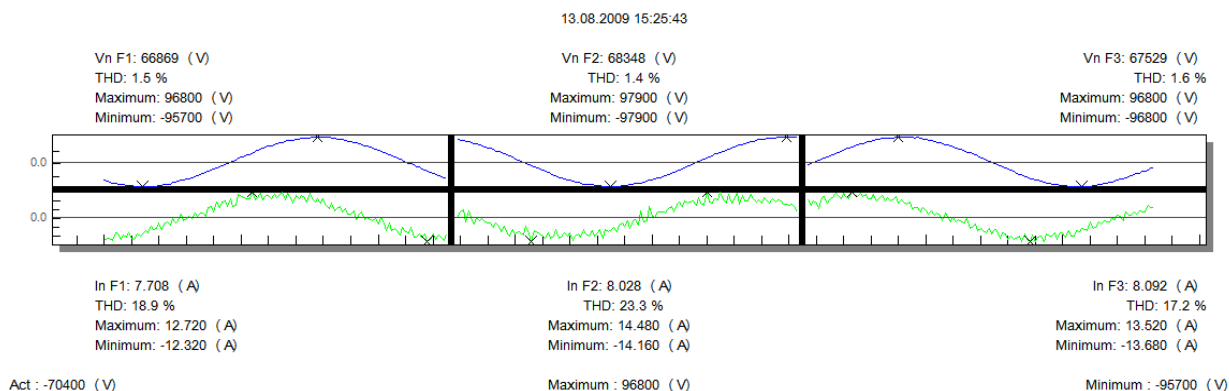


Рисунок 2.2.6 – Осциллограммы напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов (нижний график) линии С-123 в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская», (для одного из моментов времени)

Из рисунка 2.2.6 можно заметить, что в осциллограмме по току выражен заметный след искажений синусоидальности, это вызвано действием гармоник тока, указанных выше, а уровень искажения по напряжению незначителен.

2.2.2 Линия 110 кВ «Новокармиловская» — «Валерино т.» (С-124)

Изменение фазных напряжений на 2СШ 110 кВ ПС Новокормиловская представлены на рисунке 2.2.7.

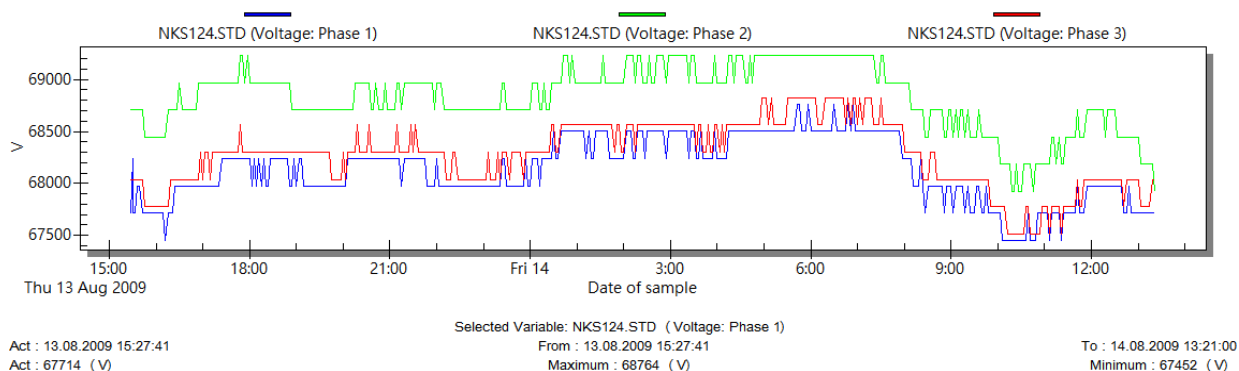


Рисунок 2.2.7 – Суточный график изменения фазных напряжений на шинах 110кВ ПС «Новокормиловская»

Действующее значение фазных напряжений изменяются в диапазоне от 67,4 (106% $U_{ном}$) до 69,2 кВ (108% $U_{ном}$). В ночное время уровень напряжения существенно повышается. Разница модулей фазных напряжений составляет 0,56 кВ.

На рисунке 2.2.8 представлены изменения фазных токов в линия С-124.

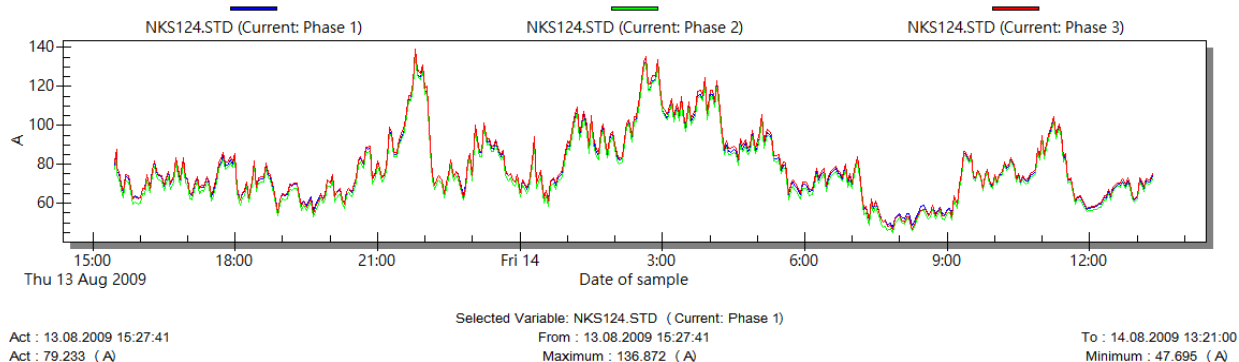


Рисунок 2.2.8 – Суточные графики изменения фазных токов линии С-124 в месте примыкания к шинам 110кВ ПС «Новокормиловская»

Из графика видно, что действующие значения фазных токов в линии С-123 имеют переменный характер и изменяются в пределах от 58 до 140 А. Наиболее высокий уровень тока наблюдается в ночное время. Модули токов фаз совпадают друг с другом.

Изменение коэффициентов искажения синусоидальности представлены на рисунке 2.2.9.

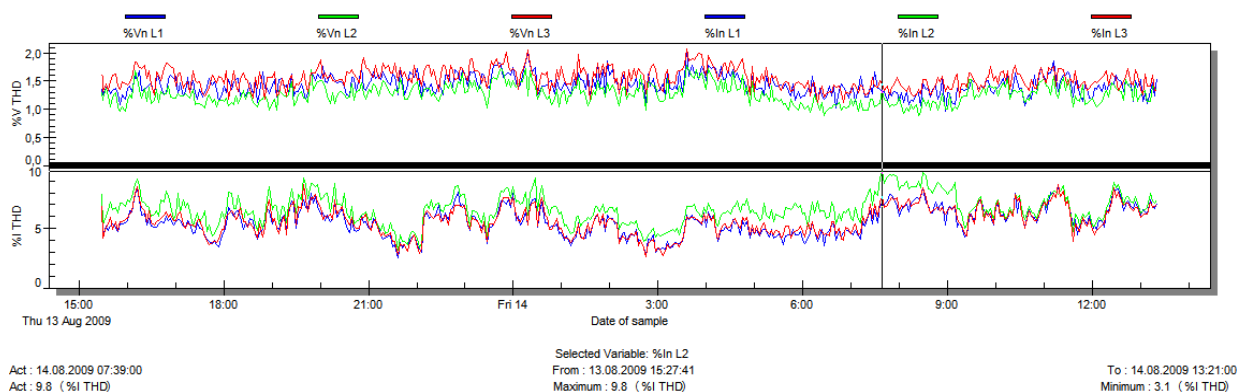


Рисунок 2.2.9 – Графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-124 (нижний график)

Из графика видно, что коэффициент искажения синусоидальности по напряжения находится на уровне 1,5 %, это говорит о том, что он не превышает предельно допустимого значения согласно [30], а по току коэффициент искажения не высок и находится в диапазоне от 2,5 до 9,8%.

Гармонический состав напряжений и токов показан на рисунке 2.2.10.

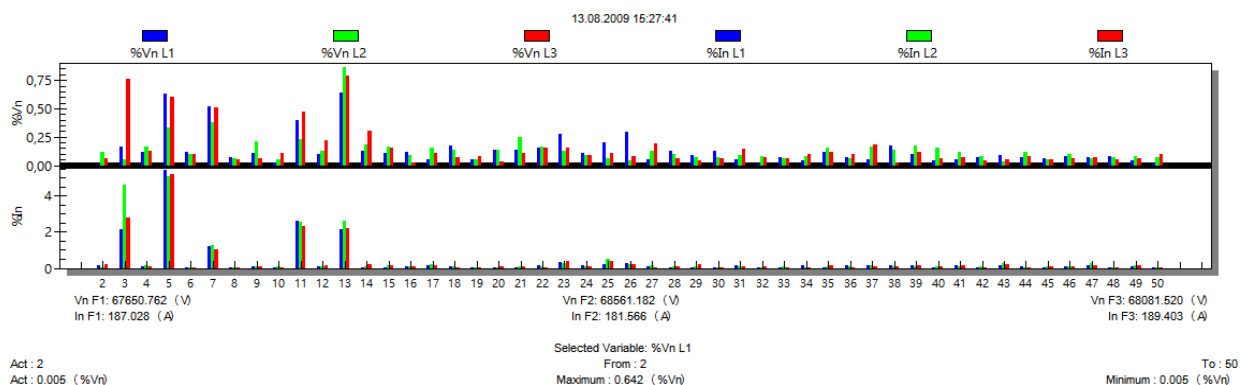


Рисунок 2.2.10 – Гармонический состав напряжений (верхняя диаграмма) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-124 (нижняя диаграмма) в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская»

Искажение синусоидальности вызваны нижеозначенными гармониками:

- в напряжении – 3 (0,76%), 5(0,68%), 13 (0,75%);
- в токе – 3 (4,1%), 5(5%), 11 (3%), 13 (3%).

На рисунке 2.2.11 показаны осциллограммы токов и напряжений линии С-124.

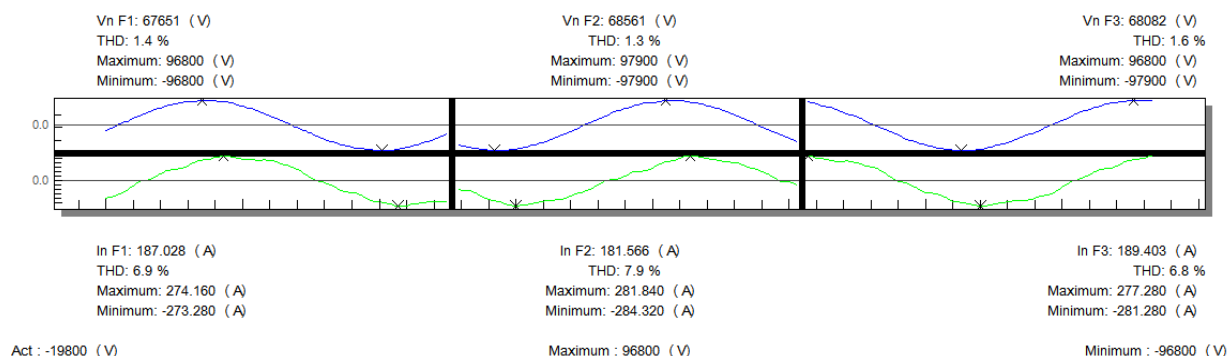


Рисунок 2.2.11 – Осциллограммы напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов (нижний график) линии С-124 в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская», (для одного из моментов времени)

Осциллограммы показывают, что уровень искажения синусоидальности по напряжения не обнаружено, а по току выражено слабыми искажениями.

2.2.3 Линия 110 кВ «Густафьево» — «Новокармиловская» (²С-13)

Изменение фазные токи в конце линии С-13 показано на рисунке 2.2.12.

² Линии 110 кВ «Густафьево» — «Новокормиловская» имеют диспетчерские номера С-13, С-14

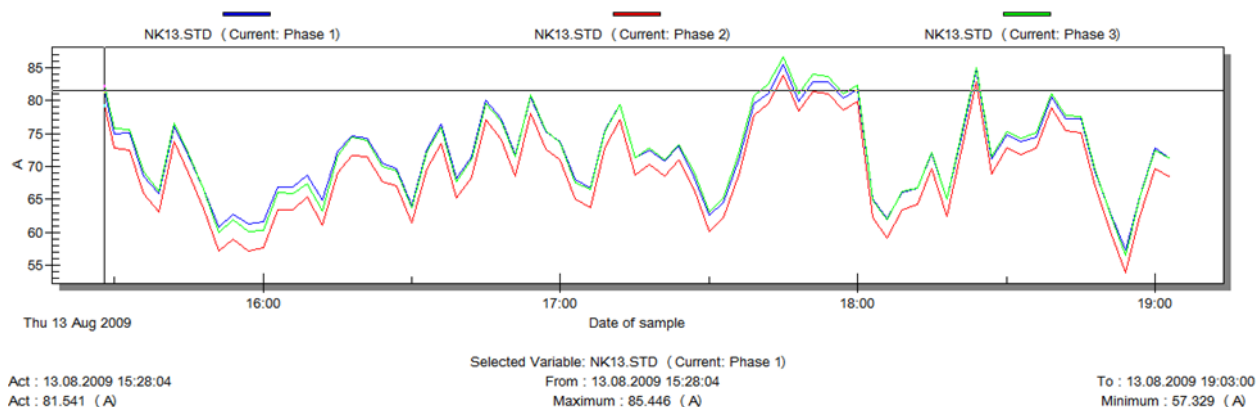


Рисунок 2.2.12 – График изменения фазных токов линии С-13 в месте примыкания к шинам 110кВ ПС «Новокормиловская»

Из графика можно заметить, что изменение фазных токов в линии С-13 во времени непостоянно. Наиболее высокие значения тока составляет 85 А, что для линии С-13 марка провода АС-120/24 является не значительным. Разность модулей фаз составляет 2,9 А.

Коэффициент искажения синусоидальности напряжений и токов представлены на рисунке 2.2.13.

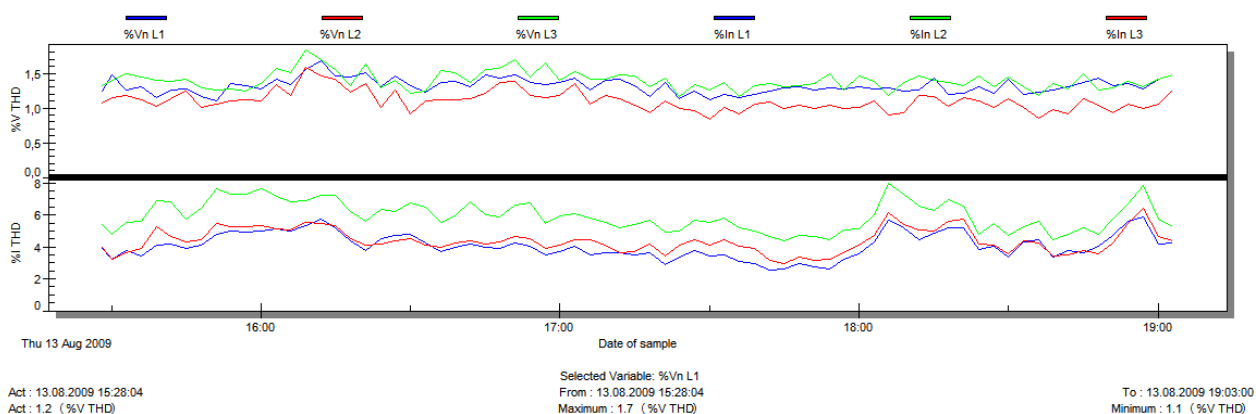


Рисунок 2.2.13 – Графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-13 (нижний график)

Коэффициент искажения синусоидальности находится в диапазоне:

- по напряжению от 1 до 1,8%;
- по току от 3,8 до 8%.

Спектральное разложение напряжений и тока показано на рисунке 2.2.14.

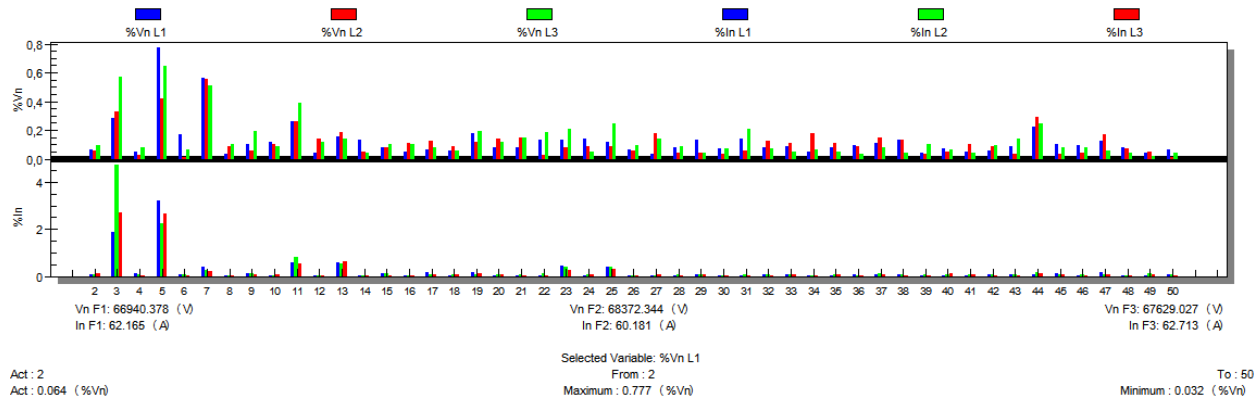


Рисунок 2.2.14 – Гармонический состав напряжений (верхняя диаграмма) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-13 (нижняя диаграмма) в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская»

Наиболее сильно воздействующими гармониками являются:

- по напряжению 3(0,5%), 5(0,8%) 7(0,6%);
- по току 3(4,6%), 5(3%).

На рисунке 2.2.15 представлены осциллограммы напряжений и токов.

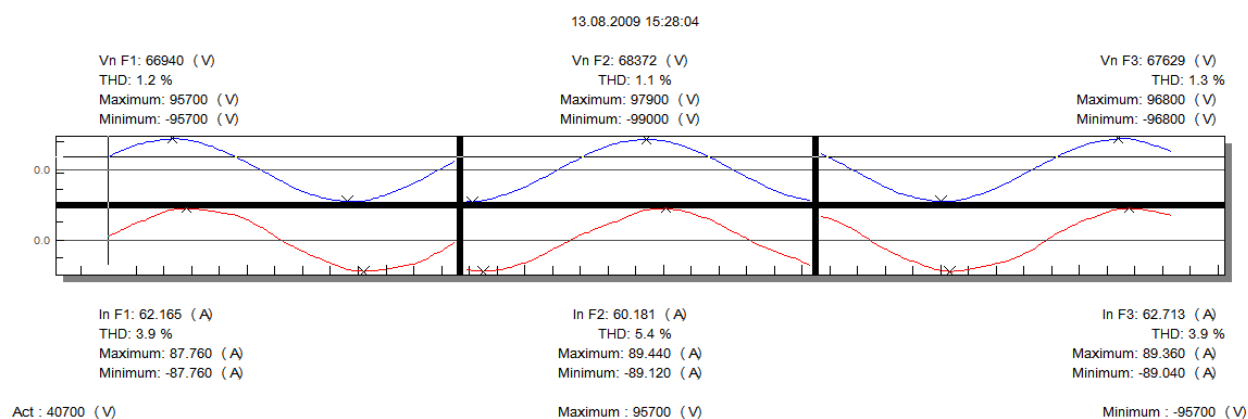


Рисунок 2.2.15 – Осциллограммы напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов (нижний график) линии С-13 в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская», (для одного из моментов времени)

Осциллограммы показывают, что в данного момента времени искажения синусоидальности напряжения и токов незаметно.

2.2.4 Линия 110 кВ «Густафьево» — «Новокармиловская» (С-14)

В суточном интервале фазные токи в линии С-14 наблюдается не стабильным, что в 22.00 часа ток увеличивается до 120 А, а в 23.00 часа составляет 40 А. График изменение фазных токов показано на рисунке 2.2.16.

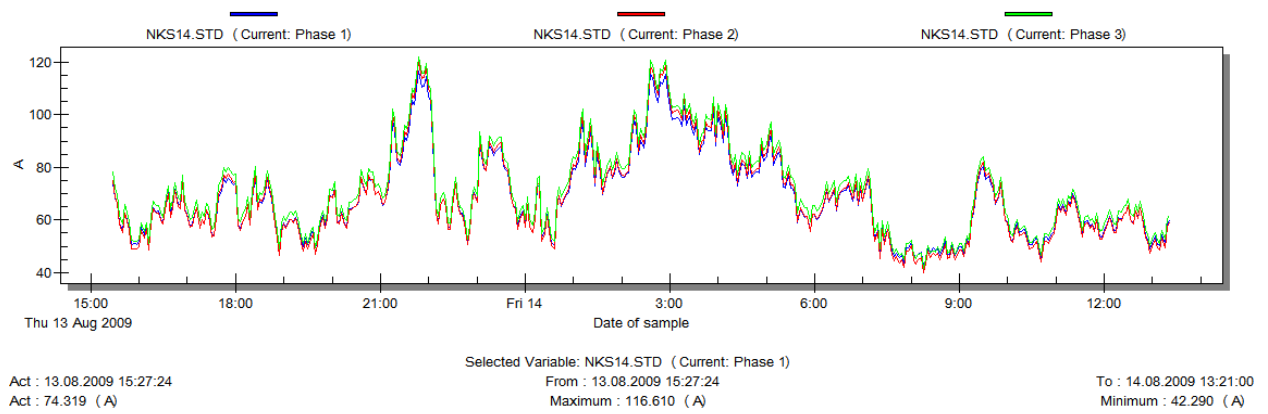


Рисунок 2.2.16 – Суточные графики изменения фазных токов линии С-14 в месте примыкания к шинам 110кВ ПС «Новокормиловская»

Искажение синусоидальности напряжения и тока показаны на рисунке 2.2.17.

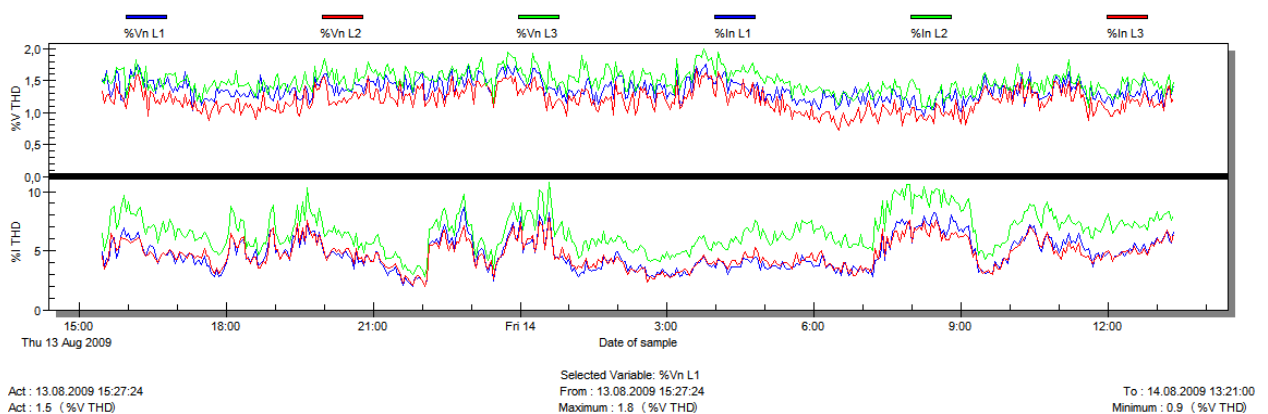


Рисунок 2.2.17 – Графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-14 (нижний график)

Коэффициент искажения синусоидальности за период наблюдения изменился в пределах:

- по напряжению от 1 до 1,9%;
- по току от 5 до 9,8%.

Гармоническое разложения тока и напряжения, на рисунке 2.2.18.

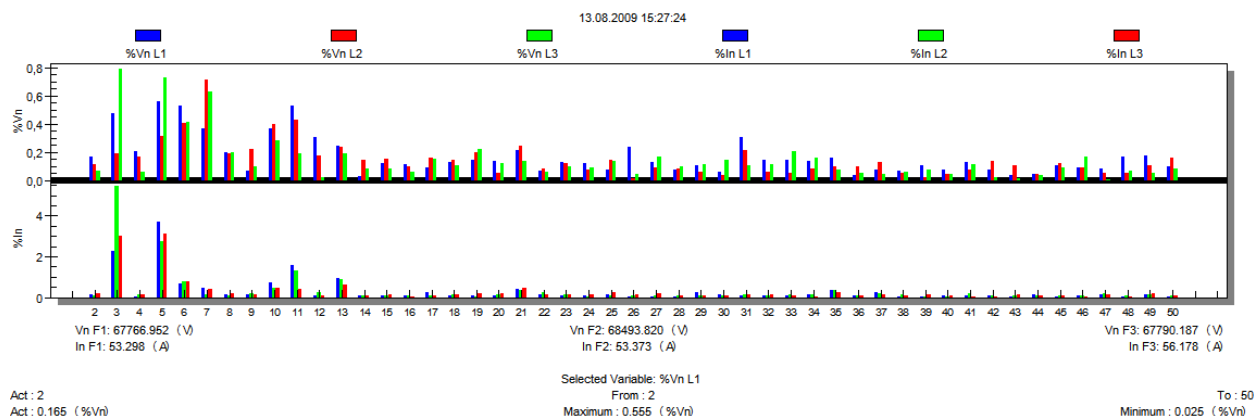


Рисунок 2.2.18 – Гармонический состав напряжений (верхняя диаграмма) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-14 (нижняя диаграмма) в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская»

При гармоническом разложении кривых тока и напряжения обнаружены гармоники:

- в напряжении 3 (0,8%), 5 (0,76%), 6 (0,5%), 7 (0,7%);
- в токе 3 (6%), 5 (3,8%).

Синусоидальной формы напряжений и токов показы на рисунке 2.2.19.

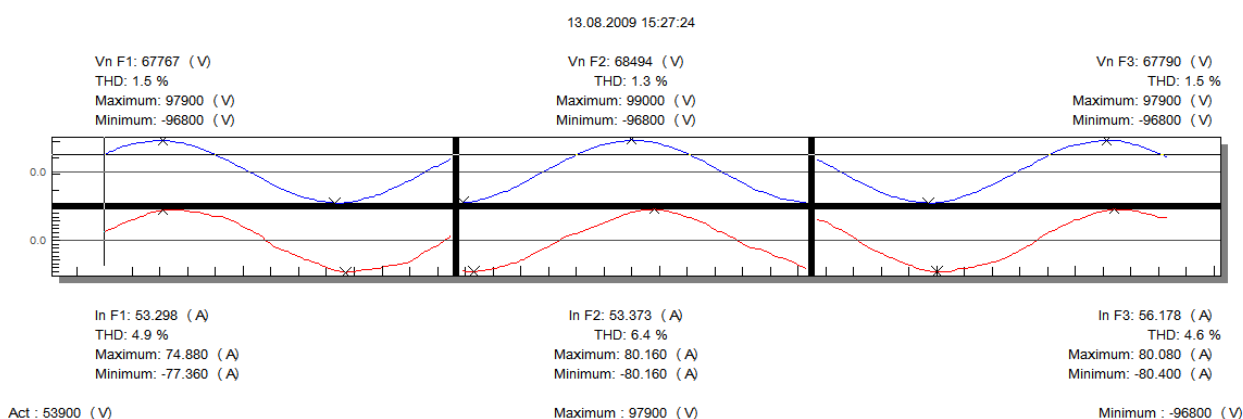


Рисунок 2.2.19 – Осциллограммы напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов (нижний график) линии С-14 в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская», (для одного из моментов времени)

Осциллограммы напряжения и тока показывают, что уровень искажения незначителен.

2.2.5 Линия 110 кВ «Новокармиловская» — «Победитель» (³С-58)

Из рисунка 2.2.20 можно заметить, что линия С-58 слабо загружено по току и изменяется в диапазоне от 13,6 до 18,4 А, наибольший уровень

³ Линия 110 кВ «Новокармиловская» — «Густафьево» имеет диспетчерский номер С-58

ток наблюдаются в 22.30 часов местного времени. Разность модулей фаз составляет 1,97 А.

Суточные изменение фазных токов приравнены на рисунке 2.2.20.

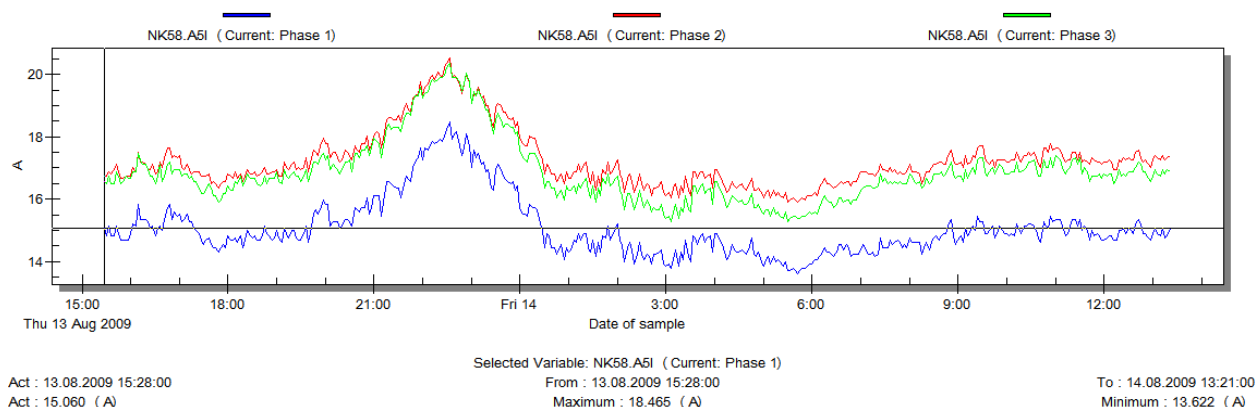


Рисунок 2.2.20 – Суточные графики изменения фазных токов линии С-58 в месте примыкания к шинам 110кВ подстанции «Новокормиловская»

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения и тока показаны на рисунке 2.2.21.

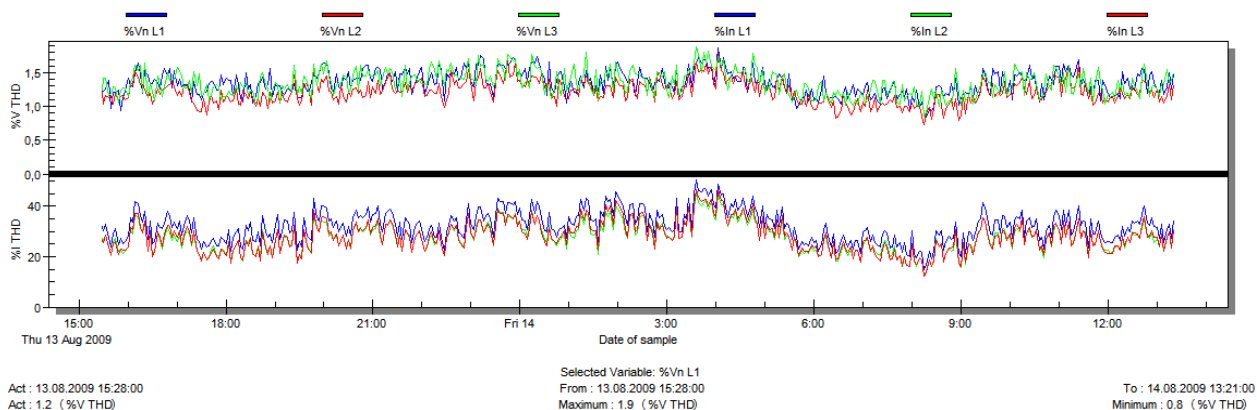


Рисунок 2.2.21 – Графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ подстанции «Новокормиловская» и токов линии С-58 (нижний график)

Диапазон изменений коэффициента искажений синусоидальности составляет:

- по напряжению от 0,9 до 1,8%;
- по току от 20 до 50 %.

Это говорить о том, что искажение по току находится нормально допустимого согласно [30], а по напряжению сильно скажено.

Гармоническое разложение тока и напряжения, рисунок 2.2.22.

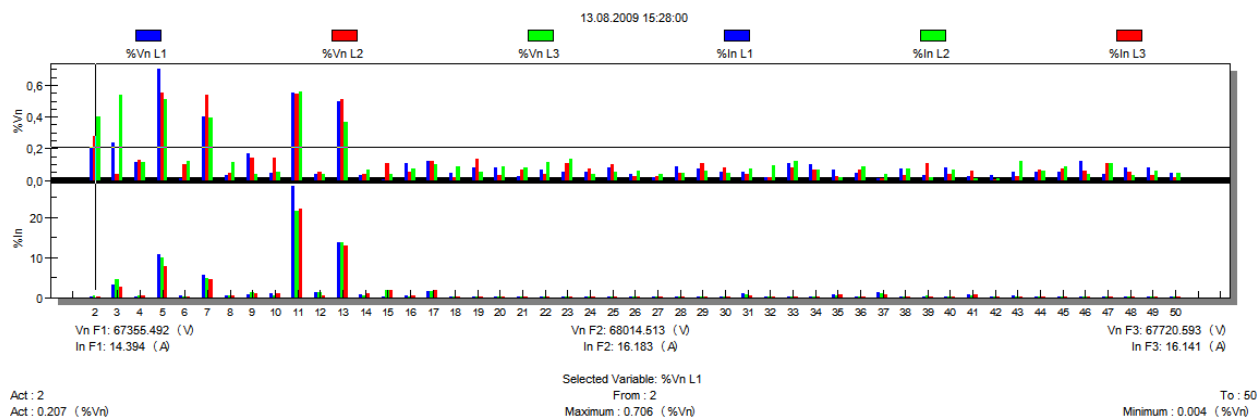


Рисунок 2.2.22 – Гармонический состав напряжений (верхняя диаграмма) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов линии С-14 (нижняя диаграмма) в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская», (для одного из моментов времени)

Искажения синусоидальности тока и напряжения вызваны 5-й, 11-й и 13-й гармониками.

Коэффициент гармоник составили:

- по напряжению 5(0,8%), 7(0,56%), 11(0,58%), 13(0,5%);
- по току 5(10%), 11(40%), 13(15%).

Осциллограммы токов и напряжений показаны на рисунке 2.2.23.

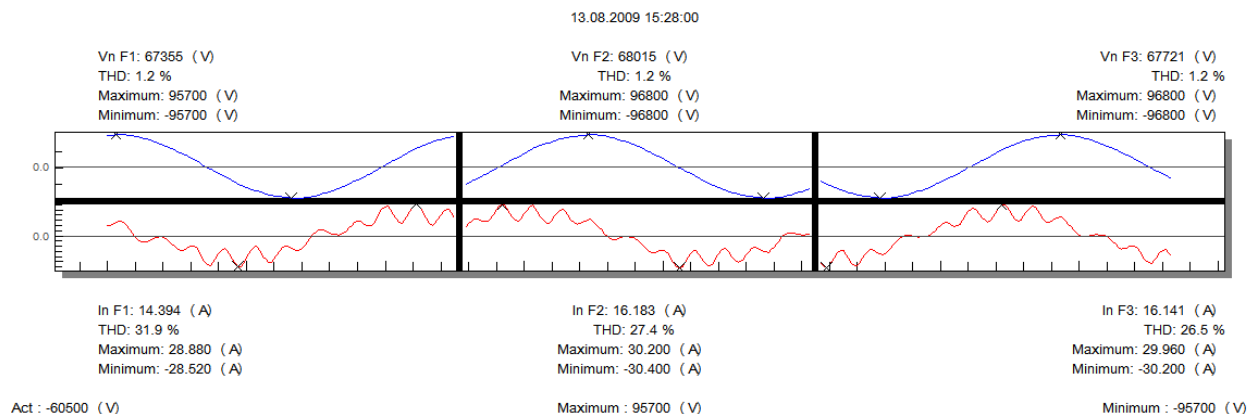


Рисунок 2.2.23 – Осциллограммы напряжений (верхний график) на шинах 110 кВ ПС «Новокормиловская» и токов (нижний график) линии С-58 в месте примыкания к шинам 110 кВ ПС «Новокормиловская», (для одного из моментов времени)

Осциллограммы напряжения показывают, что уровень искажения незначителен.

Осциллограммы тока искажена чрезвычайно сильно действием указанных выше гармоник и вызваны приближением режима линии к резонансной частоте 11-й гармоник.

Вывод к главе 2

1. Для регистрации несинусоидальных режимов в энергетических системах настоящее время применяются большой количество специализированных приборов таких как, ЕРИС-КЕ, Энергоманиитор, AR-5 и пр. Для дальнейшего применения в расчетах несинусоидальных режимов и потерь наибольшее применение находить прибор AR.5 производства фирмы CIRCUTOR (Испания).

2. Проведенные измерения режимов, отходящих линии от шин 110 кВ ПС Новокормиловская показали, что в них имеет место несинусоидальные и несимметричные режимы, вызванные работой выпрямительных агрегатов тяговой подстанции 110 кВ Валерина т. Нагрузка ПС Валерина тяговая, зависит от графика прохождение поездов.

3. Нагрузка ПС Валерина тяговая искажает напряжения на шинах 110 кВ ПС Новокормиловская, в результате чего в других отходящих линиях возникает также несинусоидальные режимы.

4. Несинусоидальные режимы характеризуются:

- Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения на шинах 110 кВ ПС Новокормиловская достигать 1,9 %;
- Коэффициент искажения синусоидальности кривых токов отходящих линий достигают: в линии С-123 –30%, в линии С-124–10%, С-13–8, С-14–10, С-58–45%.
- Гармонический состав включает гармоники с порядковыми номерами: 3,5,7,11,13, что вызвано работой выпрямителей тяговой ПС. Наибольшее значения достигают гармонических составляющие.

3 Математическое описание режима и программное обеспечение

3.1 Математическая модель для определения добавочных потерь

Измерения режимных параметров, проведенные в электрических сетях многих энергетических систем, показывают, что в ряде случаев токи линий имеют значительные искажения синусоидальности. При этом искажения напряжения на питающем конце линий, как правило, находятся в допустимых или предельно допустимых пределах.

Такие значительные искажения являются причиной дополнительных потерь электрической энергии. В тоже время они могут вызывать ложную работу устройств релейной защиты, создавать помехи для линий связи и др. Причиной возникновения подобных явлений в электрических сетях являются резонансы, возникающие в многоконтурной цепи с распределенными параметрами, каковой является многопроводная линия электропередачи (включая грозозащитные тросы), и обусловленные соотношением емкостных проводимостей и индуктивных сопротивлений ее элементов.

Математическое моделирование режимов многопроводной линий с искаженными и несимметричными напряжениями и токами приведено в коллективной работе авторов [43].

Математическая модель в данной работе представлять собой систему уравнений установившегося режима анализируемого участка электрической сети с учетом всех перечисленных особенностей.

Задачами исследования на базе разработанной математической модели являются:

- расчет установившегося несинусоидального режима, определение степени загрузки линий электропередачи токами высших гармоник, определение показателей качества электрической энергии;
- комплексное определение потерь электрической энергии и мощности от протекания токов основной и высших гармоник (т.н. добавочные потери от несинусоидальности токов). При наличии несимметрии токов основной гармоники потери электрической энергии и мощности следует разделять на потери от протекания токов основной частоты прямой

последовательности и от протекания токов основной частоты обратной последовательности (т.н. добавочные потери от несимметрии токов основной частоты);

- исследование резонансных процессов в линиях на частотах высших гармонических, построения эпюр распределения токов и напряжений высших гармонических вдоль линий электропередачи и определения величины перенапряжений;

- исследование влияния вариации характеристик линии электропередачи на уровни перечисленных режимных параметров.

Математическая модель несинусоидального режима должна учитывать также следующие основные факторы:

- возможная несимметрия режима, как по основной, так и по высшим гармоническим составляющим;

- распределенность параметров линии, в особенности на повышенных частотах;

- несимметрия параметров линии;

- поверхностный эффект в проводниках на частотах высших гармоник;

- расчет основной и высших гармоник напряжений и токов в любом сечении линии;

- активные и реактивные составляющие потоков мощности в линии и возможность их расчета в любом сечении.

Рассмотрим принятую математическую модель с учетом ее доработки применительно к классу поставленных задач.

В многопроводных линиях напряжения и токи в линии связаны известными телеграфными уравнениями [43]. Для несимметричной многопроводной линии, состоящей из m проводов и грозозащитных тросов данные уравнения на частоте n -й гармоники имеют следующий вид:

$$\begin{aligned}\dot{U}_x(\omega_n) &= e^{-\lambda_u(\omega_n)x} A + e^{\lambda_u(\omega_n)x} B; \\ \dot{I}_x(\omega_n) &= e^{-\lambda_i(\omega_n)x} C + e^{\lambda_i(\omega_n)x} D.\end{aligned}\tag{3.1}$$

$$\begin{aligned}
d\dot{U}_x/dx &= -\dot{Z}(\omega_n)\dot{I}_x = -\lambda_u(\omega_n)e^{-\lambda_u(\omega_n)x}A(\omega_n) + \lambda_u(\omega_n)e^{\lambda_u(\omega_n)x}B(\omega_n) \\
d\dot{I}_x/dx &= -\dot{Y}(\omega_n)\dot{U}_x = -\lambda_i(\omega_n)e^{-\lambda_i(\omega_n)x}C(\omega_n) + \lambda_i(\omega_n)e^{\lambda_i(\omega_n)x}D(\omega_n)
\end{aligned}
\tag{3.2}$$

Здесь $\dot{U}_x(\omega_n), \dot{I}_x(\omega_n)$ – векторы-столбцы комплексных напряжений и токов частоты ω_n - n -й гармоники размерностью $m \times 1$ в сечении на расстоянии x от начала линии;

λ_u, λ_i – комплексные квадратные матрицы размерностью $m \times m$, представляющие собой соответствующие функции от матриц собственных и взаимных погонных сопротивлений и проводимостей проводов и тросов на частоте n -й гармоники $Z(\omega_n), Y(\omega_n)$ размерностью также $m \times m$:
 $\lambda_u(\omega_n) = \sqrt{Z(\omega_n)Y(\omega_n)}, \lambda_i(\omega_n) = \sqrt{Y(\omega_n)Z(\omega_n)}.$

$A(\omega_n), B(\omega_n), C(\omega_n), D(\omega_n)$ – постоянные векторы-столбцы размерностью $m \times 1$, вычисляемые из граничных условий (2) на частоте n -й гармоники:

в начале линии:

$$\begin{aligned}
-\dot{Z}(\omega_n)\dot{I}_n &= -\lambda_u(\omega_n)A(\omega_n) + \lambda_u(\omega_n)B(\omega_n); \\
-\dot{Y}(\omega_n)\dot{U}_n &= -\lambda_i(\omega_n)C(\omega_n) + \lambda_i(\omega_n)D(\omega_n);
\end{aligned}
\tag{3.3}$$

в конце линии:

$$\begin{aligned}
-\dot{Z}(\omega_n)\dot{I}_k(\omega_n) &= -\lambda_u(\omega_n)e^{-\lambda_u(\omega_n)l}A(\omega_n) + \lambda_u(\omega_n)e^{\lambda_u(\omega_n)l}B(\omega_n); \\
-\dot{Y}(\omega_n)\dot{U}_k(\omega_n) &= -\lambda_i(\omega_n)e^{-\lambda_i(\omega_n)l}C(\omega_n) + \lambda_i(\omega_n)e^{\lambda_i(\omega_n)l}D(\omega_n);
\end{aligned}
\tag{3.4}$$

Общее количество режимных параметров на частоте n -ной гармонической составляющей равно $16m$ и включает действительные и мнимые составляющие напряжений и токов всех проводов и тросов в начале и в конце линии, а также действительные и мнимые составляющие вектор-столбцов $A(\omega_n), B(\omega_n), C(\omega_n), D(\omega_n)$.

Для единичной (одно или двухцепной) линии при математическом моделировании ее режима возможны различные постановки задачи расчета при различном составе задаваемых (независимых) параметров и

рассчитываемых (зависимых) параметров. Для формализации математической модели уравнений(4) преобразуем к виду, удобному для разделения параметров режима на зависимые и независимые режимные параметры. Данная процедура включает несколько этапов:

а) Определяются вектор-столбцы $A(\omega_n), B(\omega_n)$ путем решения системы матричных уравнений, записываемой на основе первого уравнения системы (1) для x соответствующего началу и концу линии:

$$\begin{aligned}\dot{U}_H(\omega_n) &= A(\omega_n) + B(\omega_n); \\ \dot{U}_K(\omega_n) &= e^{-\lambda_u(\omega_n)l} A(\omega_n) + e^{\lambda_u(\omega_n)l} B(\omega_n).\end{aligned}$$

где l – длина линии, а индексы H и K обозначают ее начало и конец.

Решение данной системы при использовании блочной формы записи матриц имеет следующий вид:

$$\begin{bmatrix} A(\omega_n) \\ B(\omega_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E & E \\ e^{-\lambda_u(\omega_n)l} & e^{\lambda_u(\omega_n)l} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_H(\omega_n) \\ \dot{U}_K(\omega_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} \\ H_{21} & H_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_H(\omega_n) \\ \dot{U}_K(\omega_n) \end{bmatrix},$$

где E – единичная комплексная матрица размерностью $m \times m$.

Откуда следует:

$$\begin{aligned}A(\omega_n) &= H_{11}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{12}\dot{U}_K(\omega_n) \\ B(\omega_n) &= H_{21}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{22}\dot{U}_K(\omega_n)\end{aligned}$$

б) Определяются вектор-столбцы $C(\omega_n), D(\omega_n)$ путем решения системы матричных уравнений, записываемой на основе второго уравнения системы (1) для x соответствующего началу и концу линии:

$$\begin{aligned}\dot{I}_H(\omega_n) &= C + D, \\ \dot{I}_K(\omega_n) &= e^{-\lambda_i(\omega_n)l} C + e^{\lambda_i(\omega_n)l} D.\end{aligned}$$

Решение данной системы при использовании блочной формы записи матриц имеет следующий вид:

$$\begin{vmatrix} C(\omega_n) \\ D(\omega_n) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} E & E \\ e^{-\lambda_u(\omega_n)l} & e^{\lambda_u(\omega_n)l} \end{vmatrix}^{-1} \times \begin{vmatrix} \dot{I}_H(\omega_n) \\ \dot{I}_K(\omega_n) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} W_{11} & W_{12} \\ W_{21} & W_{22} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{I}_H(\omega_n) \\ \dot{I}_K(\omega_n) \end{vmatrix}$$

Откуда следует:

$$C(\omega_n) = W_{11}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{12}\dot{I}_K(\omega_n);$$

$$D(\omega_n) = W_{21}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{22}\dot{I}_K(\omega_n).$$

г) Определяются вектор-столбцы напряжений и токов в начале и в конце линии $\dot{U}_H(\omega_n), \dot{U}_K, \dot{I}_H(\omega_n), \dot{I}_K(\omega_n)$ с использованием уравнений системы (3,4) с учетом определенных значений векторов постоянных интегрирования:

$$Y(\omega_n)U_H(\omega_n) - \lambda_i(\omega_n)(W_{11}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{12}(\omega_n)I_K(\omega_n)) + \lambda_i(\omega_n)(W_{21}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{22}I_K(\omega_n)) = 0$$

$$Y(\omega_n)U_K(\omega_n) - \lambda_i(\omega_n)e^{-\lambda_i(\omega_n)l}(W_{11}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{12}(\omega_n)I_K(\omega_n)) + \lambda_i(\omega_n)e^{\lambda_i(\omega_n)l}(W_{21}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{22}I_K(\omega_n)) = 0$$

$$Z(\omega_n)\dot{I}_H(\omega_n) - \lambda_u(\omega_n)(H_{11}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{12}\dot{U}_K(\omega_n)) + \lambda_u(\omega_n)(H_{21}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{22}\dot{U}_K(\omega_n)) = 0$$

$$Z(\omega_n)\dot{I}_K(\omega_n) - \lambda_u(\omega_n)e^{-\lambda_u l}(H_{11}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{12}\dot{U}_K(\omega_n)) + \lambda_u(\omega_n)e^{\lambda_u l}(H_{21}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{22}\dot{U}_K(\omega_n)) = 0$$

Наиболее сложной процедурой при проведении расчетов по приведенным уравнениям является процедура вычисления функций от матриц типа: $\lambda_u(\omega_n) = \sqrt{Z(\omega_n)Y(\omega_n)}$, $\lambda_i(\omega_n) = \sqrt{Y(\omega_n)Z(\omega_n)}$, $e^{-\lambda_u(\omega_n)l}$, $e^{\lambda_u(\omega_n)l}$, $e^{-\lambda_i(\omega_n)l}$, $e^{\lambda_i(\omega_n)l}$. Вычисления данных функций выполняются с использованием теоремы Кэли-Гамильтона [44], в соответствии с которой матричная функция определяется по формуле:

$$f(A) = \frac{1}{\Delta} \sum_{k=1}^n \Delta_{n-k} A^{n-k}.$$

Здесь Δ – определитель Вандермонда $\det[\lambda_i^{k-1}]$,

$$W(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n) = \begin{pmatrix} 1 & \lambda_1 & \lambda_1^2 & \dots & \lambda_1^{n-1} \\ 1 & \lambda_2 & \lambda_2^2 & \dots & \lambda_2^{n-1} \\ 1 & \lambda_3 & \lambda_3^2 & \dots & \lambda_3^{n-1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & \lambda_n & \lambda_n^2 & \dots & \lambda_n^{n-1} \end{pmatrix}$$

где λ_i – собственные значения матрицы A , а Δ_j – определитель, получаемый если в Δ вместо $\lambda_1^j, \lambda_2^j, \dots, \lambda_n^j$ подставить значения функций $f(\lambda_1), f(\lambda_2), \dots, f(\lambda_n)$.

В тех случаях, когда гармонические составляющие токов нагрузок заранее неизвестны и определяются в процессе расчета в зависимости от спектров измеренных напряжений с использованием соответствующих математических моделей, например в работах [44, 45], расчет должен выполняться итерационно.

Представленные уравнения позволяют проводить исследование режимов линий с различным количеством проводов и грозозащитных тросов (практически реализованная модель – до 8 проводов и тросов). Кроме того, на основе этих уравнений возможно исследование частотных свойств сложных участков электрической сети и определение возможности возникновения резонансных режимов на частотах высших гармоник, определение потерь мощности, а при измерениях на суточных и более интервалах – потерь электрической энергии.

На основе уравнений (1) рассчитываются эпюры распределения напряжений и токов вдоль проводов линии для всех гармонических составляющих, учитываемых в расчете. Расчет эпюр распределения токов обеспечивает определение потерь активной мощности в линии в условиях несимметрии и несинусоидальности.

3.2 Метод расчета основных и добавочных потерь при несинусоидальном и несимметричном режиме

В условиях несимметрии и несинусоидальности токов в элементах электрических сетей потери активной мощности и энергии представляют собой сумму нескольких составляющих, часть из которых не учитывается в методиках, рекомендованных действующими нормативными документами. К таким составляющим относятся, в частности потери от несимметрии токов основной частоты, потери от протекания токов высших гармонических составляющих. Поскольку эти составляющие не учитываются традиционными методами расчета, то в дальнейшем условимся их называть добавочными потерями от несимметрии и добавочными потерями от несинусоидальности.

Таким образом, нагрузочные потери в элементах сети являются суммой трех составляющих:

- Потери электрической энергии от протекания основной гармоники тока прямой последовательности;
- Потери электрической энергии от протекания тока обратной и нулевой последовательности;
- Добавочные потери от несимметрии токов;
- Добавочные потери от несинусоидальности токов;

Ниже рассматривается методика расчета составляющих потерь электрической энергии и мощности на основе разработанных математических моделей режимов [43].

Расчет установившегося несинусоидального режима линии позволяет определить значения постоянных интегрирования, входящих в состав уравнения длинной линии, для всех гармонических составляющих, учитываемых в расчете. Расчет постоянных интегрирования позволяет рассчитать эпюры напряжений и токов всех проводов и тросов, входящих в линию и определить потери активной мощности в проводах. В рамках используемой математической модели потери активной мощности определяются по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^K r_{i(k)} \int_0^l I_{i(k)}^2(x) dx, \text{ Вт} \quad (3.2.1)$$

где m – количество проводов в линии; K – количество гармоник учитываемых в расчете; $r_{i(k)}$ – активное сопротивление i -го провода на частоте k -той гармоники, определяемое по формуле: $r_{i(k)} = r_{i(0)} \sqrt{k}$; $I_{i,k}(x)$ – действующее значение тока i -го провода частоты k -той гармоники на расстоянии x от сечения с рассчитанными значениями напряжений и токов; l – длина линии.

Из всей совокупности потерь активной мощности и энергии выделяются основные потери, определяемые токами основной частоты:

$$\Delta P_{(1)} = \sum_{i=1}^m r_{i(1)} \int_0^l I_{i(1)}^2(x) dx, \quad (3.2.2)$$

и токами прямой последовательности основной частоты:

$$\Delta P_{1(1)} = \sum_{i=1}^m r_{i(1)} \int_0^l I_{i,1(1)}^2(x) dx, \quad (3.2.3)$$

Добавочные потери от несимметрии токов основной частоты определяются как разность между потерями от токов основной частоты и потерями от токов прямой последовательности основной частоты:

$$\Delta P_{доб.несимм.} = \Delta P_{(1)} - \Delta P_{1(1)} \quad (3.2.4)$$

Добавочные потери от несинусоидальности токов определяются как разность между суммарными потерями активной мощности и потерями, определяемыми токами основной частоты:

$$\Delta P_{доб.несин.} = \Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{(1)}. \quad (3.2.5)$$

Составляющие потерь мощности от каждой из высших гармонических составляющих, учитываемых в расчете, определяются по формуле:

$$\Delta P_{(k)} = \sum_{i=1}^m r_{i(k)} \int_0^l I_{i,(k)}^2(x) dx \quad (3.2.6)$$

На основе выполненных расчетов рассчитывается относительная величина потерь мощности:

- на частотах высших гармонических составляющих:

$$\Delta P_k \% = \Delta P_k / \Delta P_{1(1)} \times 100\%; \quad (3.2.7)$$

- добавочных потерь от несимметрии:

$$\Delta P_{доб.несимм} \% = \Delta P_{доб.несимм.} / \Delta P_{1(1)} \times 100\%; \quad (3.2.8)$$

- добавочных потерь от несинусоидальности:

$$\Delta P_{доб.несин.} \% = \Delta P_{доб.несин..} / \Delta P_{1(1)} \times 100\%; \quad (3.2.9)$$

Суточные суммарные потери электрической энергии определяются суммированием потерь энергии на периоде усреднения:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{j=1}^N \Delta P_{\Sigma j} \frac{\Delta t}{60}, \text{ кВтч} \quad (3.2.10)$$

где Δt – продолжительность интервала времени между измерениями (мин.), N – количество измерений за сутки:

$$N = 1440 / \Delta t \quad (3.2.11)$$

Суточные потери активной энергии от протекания токов основной частоты:

$$\Delta W_{(1)} = \sum_{j=1}^N \Delta P_{(1),j} \frac{\Delta t}{60} / 1000 \quad (3.2.12)$$

Суточные потери активной энергии от протекания токов прямой последовательности основной частоты:

$$\Delta W_{1(1)} = \sum_{j=1}^N \Delta P_{1(1),j} \frac{\Delta t}{60} / 1000 \quad (3.2.13)$$

Суточные добавочные потери от несимметрии токов основной частоты:

$$\Delta W_{\text{доб.несимм.}} = \sum_{j=1}^N \Delta P_{\text{доб.несимм.},j} \frac{\Delta t}{60} / 1000 \quad (3.2.14)$$

Суточные добавочные потери от несинусоидальности токов:

$$\Delta W_{\text{доб.несинусоид.}} = \sum_{j=1}^N \Delta P_{\text{доб.несинусоид.},j} \frac{\Delta t}{60} / 1000 \quad (3.2.15)$$

Относительные суточные потери активной энергии от протекания токов основной частоты:

$$\Delta W_{(1)} \% = \Delta W_{(1)} / \Delta W_{1(1)} \times 100\% \quad (3.2.16)$$

Относительные суточные добавочные потери от несинусоидальности токов:

$$\Delta W_{\text{доб.несинусоид.}} \% = \Delta W_{\text{доб.несинусоид.}} / \Delta W_{1(1)} \quad (3.2.17)$$

Относительные суточные потери энергии на частотах высших гармонических составляющих:

$$\Delta W_k \% = \Delta W_k / \Delta W_{\Sigma} \times 100\% \quad (3.2.18)$$

3.3 Описание программы для расчета основных и добавочных потерь в линиях электропередачи

Программное обеспечение для расчета потерь электроэнергии в ЛЭП с распределенными параметрами написано на языке FORTRAN Power Station к.т.н. Харловым Н.Н. (РЦР НИ ТПУ).

3.3.1 Инструкция по пользованию программой

Файл «1. ПОДСТАНЦИЯ И ЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ»

В файле «1. ПОДСТАНЦИЯ И ЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ» располагаются следующие данные:

1. Количество рассчитываемых присоединений (целое число, последняя цифра в третьей позиции). Для ввода количества рассчитываемых присоединений отведено три позиции. Это значит, что при вводе количества рассчитываемых присоединений не допускается выходить за третью позицию.
2. Наименование подстанции (вводится с первой позиции не более 15 символов)
3. Наименование присоединения (вводится с первой позиции не более 13 символов)
4. Количество измерений (вводится аналогично количеству присоединений, не более 999 измерений).

Пример ввода данных 2 присоединений подстанции «Т1» показан на Рисунок 3.3.1.

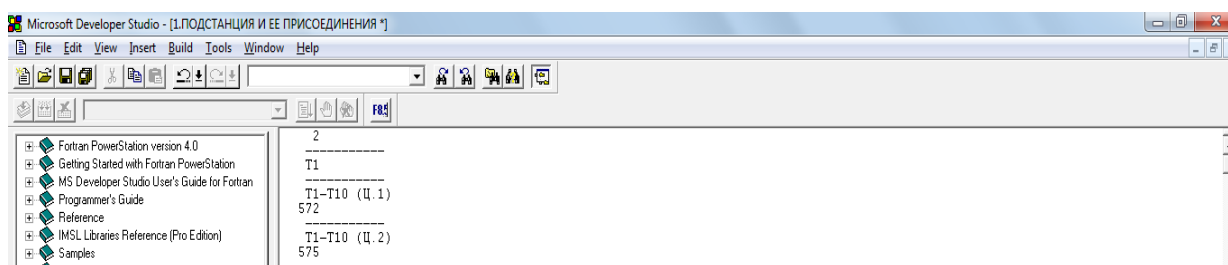


Рисунок 3.3.1 – Пример ввода данных 2 присоединений

Файл «2.ВВОДИМЫЕ ОБЩИЕ ДАННЫЕ»

В файл «2.ВВОДИМЫЕ ОБЩИЕ ДАННЫЕ» вызывается аналогично предыдущему файлу («1.ПОДСТАНЦИЯ И ЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ») и данные в него вводятся в следующем порядке:

1.В первой строке располагаются:

- протяженность линии;
- количество проводов;
- интервал времени регистрации режимных параметров.

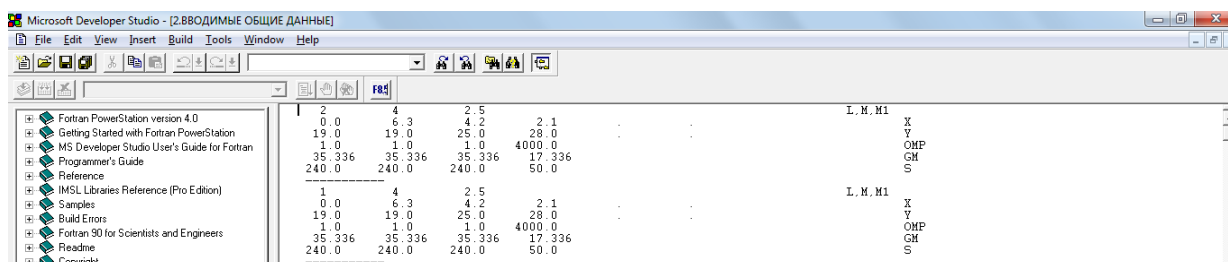


Рисунок 3.3.2 – Пример ввода общих данных

Ввод протяженности линии осуществляется целым числом, т.е., если длина линии равна 6,8 км, то округляем ее до 7 и вводим. В памяти ЭВМ под ввод длины линии отведено 4 позиции, поэтому максимальная длина линии может равняться 9999 км.

Далее вводится количество проводов ЛЭП (целое число). Для ввода количества проводов отведено 10 позиций. Так как количество проводов с учетом грозозащитных тросов обычно равняется от 4 до 8, то эти цифры вводятся в десятой позиции, как показано в примере.

Интервалы между измерениями задаются вещественными числами в минутах. Например, если интервал измерений составляет 150 секунд, что равняется 2,5 минутам, то вводим 2.5. Для ввода интервалов времени отведено 12 позиций, 10 из которых под целую часть, 1 – под дробную точку и 1 – под дробную часть числа.

2.Поскольку программа расчета потерь учитывает геометрию подвески проводов на опорах, то становится необходимым вводить в программу координаты положения проводов. Вторая строка описывает значения X, а третья строка значения Y.

В качестве примера в таблице 3.3.1 приведены координаты проводов одноцепной ЛЭП, расположенной на промежуточных опорах типа П110-3В (Рисунок 3.3.3).

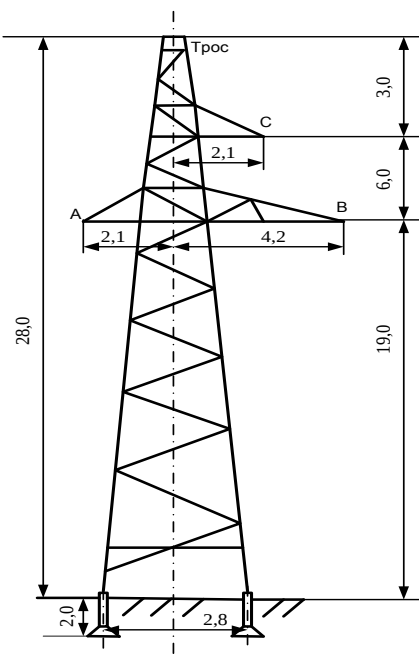


Рисунок 3.3.3 – Эпюр промежуточной опоры типа П110-3В

Таблица 3.3.1 – Координаты проводов фаз А, В, С и грозозащитного троса

Фаза	А	В	С	Трос
Х	0.0	6.3	4.2	2.1
У	19.0	19.0	25.0	28.0

Значения координат задаются вещественными числами и занимают 10 позиций. Здесь целая часть значения координаты занимает первые 4 позиции, делитель дробной части (точка) – пятую позицию, и дробная часть числа занимает с 6 по 10 позиции. Эти позиции справедливы и для координат остальных фаз, которые расположены в параллельных колонках.

3. Четвертая и пятая строки файла «2. ВВОДИМЫЕ ОБЩИЕ ДАННЫЕ» посвящены физическим свойствам материала проводов и тросов. Так относительная магнитная проводимость алюминия равна 1, а стального троса – 4000. Гамма для алюминия равна 35,336, а для стального троса – 17,336. Порядок ввода этих данных такой же, как и данных координат.

4. В шестую строку вводятся значения поперечных сечений проводов линии и грозозащитного троса. Эти данные вводятся аналогично предыдущим. Например, при $S_{пр}=95 \text{ мм}^2$ и $S_{троса}=50 \text{ мм}^2$.

ПОДГОТОВКА ФАЙЛОВ «3.1.ФАЗА А» И «3.1. ФАЗА А (продолжение)»

Эти файлы открываются аналогично предыдущим двум и выглядят как в следующем рисунке 3.3.4.

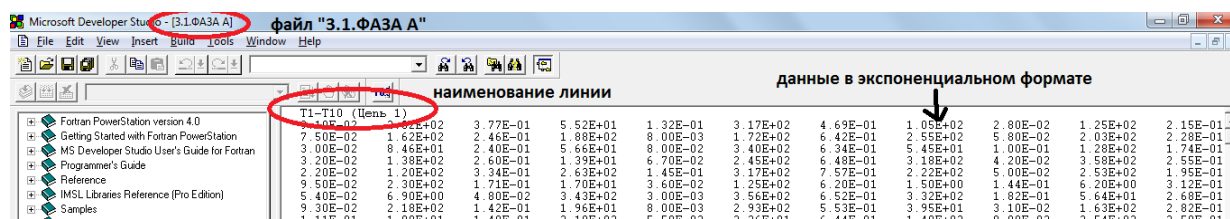


Рисунок 3.3.4 – Вид файла «3.1.ФАЗА А»

Ввод наименование присоединения. В созданный файл вводим наименование линии в текстовом формате.

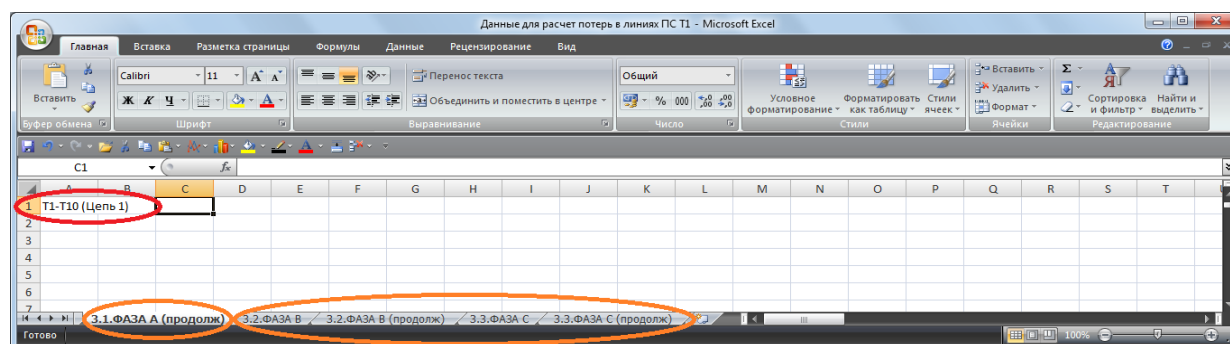


Рисунок 3.3.5 – Наименование файлов в табличном редакторе

2. Экспорт необходимых для расчета данных из файла измерения в текстовый файл. В папке содержатся два файла измерений.

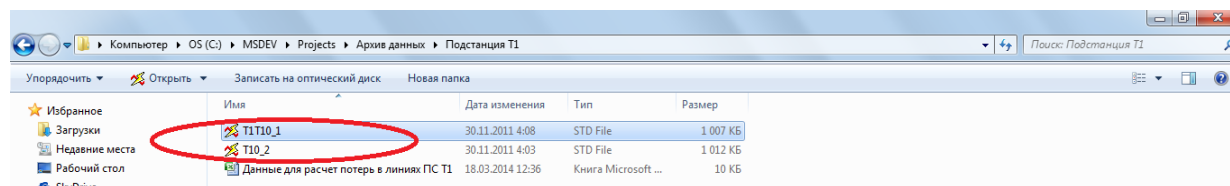
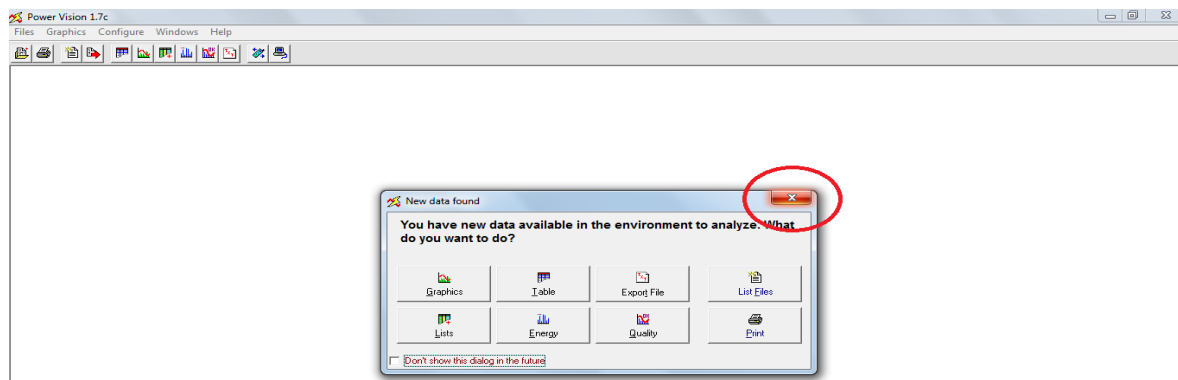


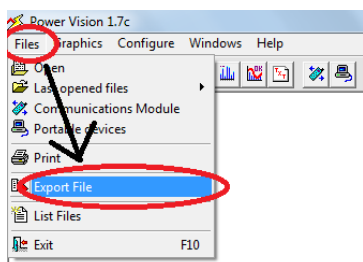
Рисунок 3.3.6 – Экспорт данных из программы AR.5 Circutor

Из каждого из них необходимо извлечь данные и представить в подходящем для вставки в программу вид.

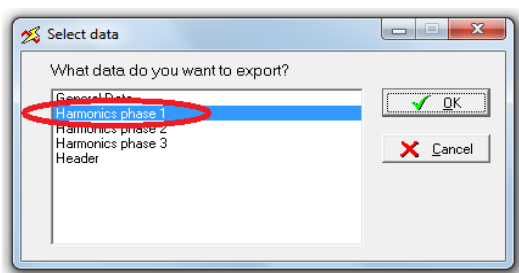
2.1.Открытие файла измерений двойным щелчком мыши. Появляется рабочая область и диалоговое окно, которое необходимо закрыть нажатием кнопки X в правом верхнем углу.



2.2. Далее нужно нажать вкладку «Files» в меню. В появившемся контекстном меню нажать на «Export File».

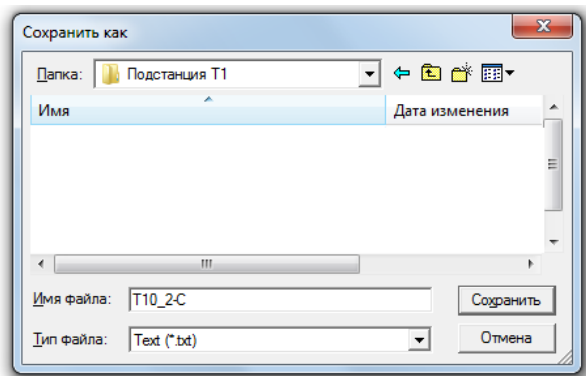


2.3. После нажатия «ОК» появится окно выбора данных для экспорта.

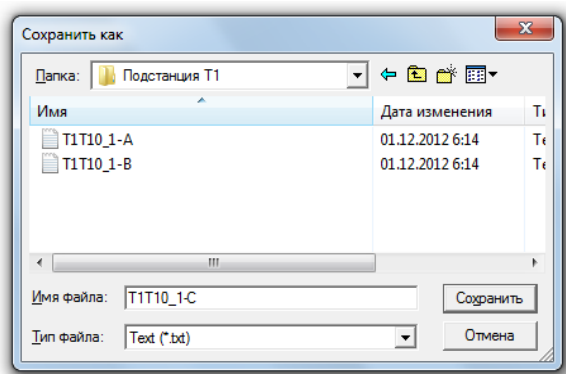


Тут необходимо выбрать опцию «Harmonics phase 1» и нажать «ОК».

2.4. Далее будет предложено сохранить текстовый файл данных фазы А под каким-нибудь именем. В рассматриваемом примере файл назван «T1T10_1-A». Нажимаем «Сохранить».



2.5. Повторяем процедуры «1.2» по «1.5» для каждой фазы и получаем три файла данных.



2.6. Процедуры от пункта «1.1» до пункта «1.6» повторяем и для второго файла. В случае большего количества файлов измерений, эти пункты повторяем для каждого из них.

3. Преобразование текстового файла в необходимый для расчетов формат и размер.

3.1. Открытие текстового файла с помощью программы MS Excel 2007

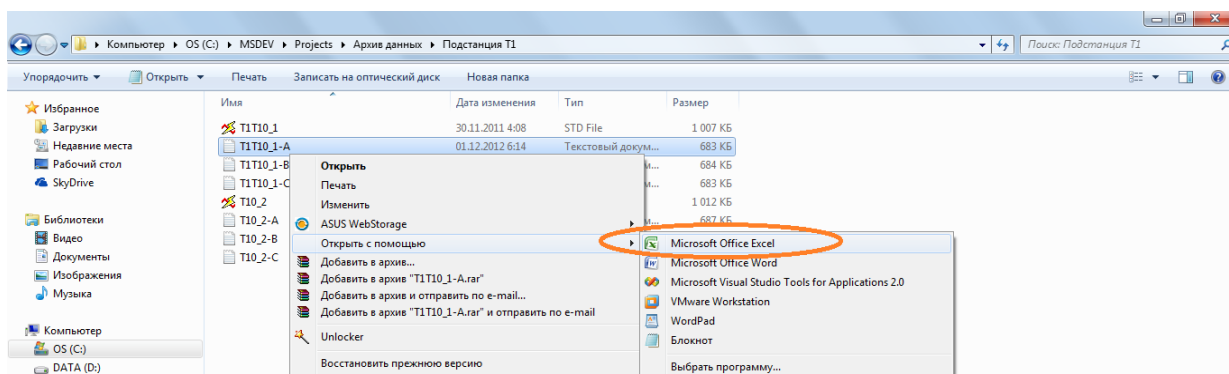


Рисунок 3.3.7 – Преобразование текста в табличный вид

3.2. Появится окно MS Excel, в котором отображается в хаотическом виде массив данных. Чтобы упорядочить массив, необходимо:

- выделить первый столбец;
- во вкладке «Данные» выбрать опцию «Текст по столбцам»
- в появившемся диалоговом окне «Мастер текстов» на первом шаге в пункте «Формат данных» необходимо выбрать «с разделителями» и нажать кнопку «Далее».

3.3. На шаге 2 необходимо отметить символы-разделители: поставить галочки в пунктах «знак табуляции», «точка с запятой». Нажимаем «Готово» и переходим на третий шаг.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
1	Date	Time	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase	Harmonic Disphase
2	#####	11:08:07	0.038	248.6	0.213	20.6	0.055	97.1	0.56	10.2	0.025	335.6	0.236	189	0.106	157.2	0.206	254.3	0.174	13.3	0
3	#####	11:10:00	0.091	202	0.377	55.2	0.132	316.6	0.469	105.4	0.028	125.2	0.215	284.9	0.05	84.3	0.124	32.5	0.28	265.6	0
4	#####	11:12:30	0.075	162.1	0.246	188.3	0.008	172.2	0.642	254.8	0.058	203.4	0.228	69.3	0.037	342.9	0.094	136.1	0.075	317.6	0
5	#####	11:15:00	0.03	84.6	0.24	56.6	0.08	339.9	0.634	34.5	0.1	127.9	0.174	250.1	0.079	297.3	0.036	7.8	0.085	333.3	0
6	#####	11:17:30	0.032	137.7	0.26	13.9	0.067	245.3	0.648	318.3	0.042	357.9	0.255	123.4	0.115	273	0.195	194.1	0.041	87.8	0
7	#####	11:20:00	0.022	119.6	0.334	262.6	0.145	316.6	0.757	221.5	0.05	253.2	0.195	57.8	0.031	235.1	0.185	104.5	0.047	311.2	0
8	#####	11:22:30	0.095	230.3	0.171	17	0.036	124.8	0.62	1.5	0.144	6.2	0.312	192.5	0.217	246.4	0.059	204.8	0.04	93.9	0
9	#####	11:25:00	0.054	6.9	0.048	343.4	0.003	355.7	0.652	331.7	0.182	56.4	0.268	150.9	0.121	179.1	0.291	191.7	0.103	58.8	0
10	#####	11:27:30	0.093	218.3	0.142	19.6	0.008	292.7	0.553	39.5	0.031	163.2	0.282	217	0.034	277.5	0.22	308.1	0.071	159.3	0
11	#####	11:30:00	0.111	10.9	0.149	210.4	0.055	22.6	0.644	148.2	0.008	254.2	0.259	331.7	0.055	27.3	0.14	50.7	0.027	312.9	0
12	#####	11:32:30	0.041	144.2	0.203	241.2	0.141	79	0.583	263.5	0.126	288.4	0.381	84.8	0.046	67.4	0.106	297.5	0.131	125.3	0
13	#####	11:35:00	0.062	346.4	0.267	334.7	0.029	67.6	0.573	22.2	0.172	298.9	0.204	188.1	0.139	9	0.157	247.1	0.04	94.2	0
14	#####	11:37:30	0.089	187.2	0.061	80.3	0.083	221.3	0.678	87.6	0.13	179.4	0.211	257.7	0.048	161.2	0.047	49.6	0.069	83.9	0
15	#####	11:40:00	0.119	200.4	0.202	27.3	0.136	276.7	0.763	35.2	0.133	345.9	0.183	214.6	0.017	50.7	0.181	238.1	0.207	145.1	0
16	#####	11:42:30	0.1	125.3	0.165	188.8	0.1	197	0.697	215.1	0.015	312.9	0.219	47.9	0.028	200.9	0.118	95.9	0.058	64.5	0
17	#####	11:45:00	0.081	60.2	0.203	274.9	0.089	162.4	0.6	221.1	0.066	96.7	0.174	34.9	0.052	290.7	0.001	66.1	0.034	333.7	0
18	#####	11:47:30	0.055	281.7	0.338	292.6	0.122	242.5	0.596	333.8	0.098	212	0.255	172	0.025	200.2	0.112	17	0.052	98	0
19	#####	11:50:00	0.097	21	0.283	216.4	0.272	298.5	0.699	176.3	0.04	257.3	0.38	336.3	0.051	80.8	0.215	75.7	0.02	272.7	0
20	#####	11:52:30	0.167	186.6	0.186	396	0.022	103.9	0.671	12.7	0.082	74.7	0.216	222.9	0.11	323.7	0.099	0.3	0.134	222.1	0
21	#####	11:55:00	0.11	337.3	0.099	38.2	0.081	51.1	0.615	23.5	0.017	194.9	0.236	223.5	0.043	206.3	0.131	274.8	0.08	337.6	0
22	#####	11:57:30	0.102	106	0.359	57.1	0.058	4.5	0.678	102.1	0.056	166.3	0.167	306.8	0.105	148.3	0.071	23.8	0.073	347.1	0
23	#####	12:00:00	0.047	251.3	0.211	200.3	0.155	15.6	0.802	263.3	0.096	319.3	0.183	138.8	0.129	180.5	0.251	161.2	0.076	222	0
24	#####	12:02:30	0.011	228.1	0.06	64.7	0.117	232.4	0.719	107.6	0.101	102.9	0.257	297.3	0.123	45.8	0.138	348.8	0.06	299.2	0

Рисунок 3.3.8 – Преобразованный вид файла

В колонке «А» расположены даты регистрации параметров режима, колонке «В» - время регистрации, в колонке «С» - амплитуда 2-й гармонической составляющей напряжения в % от основной, в «D» - фаза второй гармонической составляющей напряжения в градусах.

Так от колонки «С» до колонки «CV» (98 колонок) располагаются амплитуды и фазы от 2 до 50 гармонических составляющих напряжения, которые необходимо выделить, преобразовать в экспоненциальный формат и скопировать в открытый ранее в программе FORTRAN файл «ФАЗА А».

После ввода амплитуд и фаз гармонических составляющих напряжений от 2 до 50 получаем:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	T1-T10 (Цена 1)																			
2	9.10E-02	2.02E+02	3.77E-01	5.52E+01	1.32E-01	3.17E+02	4.69E-01	1.05E+02	2.80E-02	1.25E+02	2.15E-01	2.85E+02	5.00E-02	8.43E+01	1.24E-01	3.25E+01	2.80E-01	2.66E+02	3.11E-01	1.18E+02
3	7.50E-02	1.62E+02	2.46E-01	1.88E+02	8.00E-03	1.72E+02	6.42E-01	2.55E+02	5.80E-02	2.03E+02	2.28E-01	6.93E+01	3.70E-02	3.43E+02	9.40E-02	1.36E+02	7.50E-02	3.18E+02	1.17E-01	3.04E+02
4	3.00E-02	8.46E+01	2.40E-01	5.66E+01	8.00E-02	3.40E+02	6.34E-01	5.45E+01	1.00E-01	1.28E+02	1.74E-01	2.50E+02	7.90E-02	2.97E+02	3.60E-02	7.80E+00	8.50E-02	3.33E+02	1.62E-01	1.29E+02
5	3.20E-02	1.38E+02	2.60E-01	1.39E+01	6.70E-02	2.45E+02	6.48E-01	3.18E+02	4.20E-02	3.58E+02	2.55E-01	1.23E+02	1.15E-01	2.73E+02	1.95E-01	1.94E+02	4.10E-02	8.78E+01	1.90E-01	3.59E+01
6	2.20E-02	1.20E+02	3.34E-01	2.63E+02	1.45E-01	3.17E+02	7.57E-01	2.22E+02	5.00E-02	2.53E+02	1.95E-01	5.78E+01	3.10E-02	2.35E+02	1.85E-01	1.05E+02	4.70E-02	3.11E+02	2.46E-01	2.77E+02
7	9.50E-02	2.30E+02	1.71E-01	1.70E+01	3.60E-02	1.25E+02	6.20E-01	1.50E+00	1.44E-01	6.20E+00	3.12E-01	1.93E+02	2.17E-01	2.46E+02	5.90E-02	2.05E+02	4.00E-02	9.39E+01	2.78E-01	3.32E+01

Рисунок 3.3.9 – Пример данных для расчета потерь

Ввод данных в файл «3.1.ФАЗА А (продолжение)»

Ввод данных в этот файл осуществляется в таком же порядке, как и в файл «3.1.ФАЗА А» с той лишь разницей, что вводятся данные колонок от «CW» до «GX» (106 колонок).

В файл Excel сводятся данные всех измерений всех присоединений.

В результате получаем файл Excel, содержащий упорядоченные вводимые данные по каждому присоединению, каждой фазе. Данные в такой форме готовы для ввода в файлы:

- 3.1.ФАЗА А;
- 3.1.ФАЗА А (продолжение);
- 3.2.ФАЗА В;
- 3.2.ФАЗА В (продолжение);
- 3.2.ФАЗА С;
- 3.2.ФАЗА С (продолжение);

Т.е. массивы из листов файла «Данные для расчета потерь в линиях ПС Т1» копируем и вставляем в файлы программы.

После того, как введены все данные, необходимо пройти по пути «C:\MSDEV\Projects\Программа расчета потерь» и запустить программу «DOBPOT200.exe».

Результаты расчета будут сформированы в файле «РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА», который для наглядности лучше открывать с помощью программу «FORTRAN» (см. Рисунок 3.3.10).

5 . Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение

В техническом разделе данной квалификационной работе были проведены эксперименты по определению добавочных потерь вследствие несинусоидальности и несимметрии токов. Проведение этих опытов производилось в математической модели на базе FORTRAN.

Проект исследований добавочных потерь от влияния ВГ имеет большую перспективу, т.к. результаты этих исследований могут быть применены для более точного учета потерь ЭЭ.

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта. Достижение цели обеспечивается решением задач по организация работ по научно-исследовательскому проекту, планирование научно-исследовательских работ, оценки научно-технического уровня работ, определение ресурсной (ресурсосберегающей), бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. Наиболее удобным, простым и наглядным способом для этих целей является использование линейного графика. Для его построения необходимо составление календарного план работ.

5.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проект (НТУ)

Для оценки научной ценности, технической значимости и эффективности исследований необходимо: рассчитать коэффициент научно-технического уровня. Коэффициент НТУ рассчитывается при помощи метода балльных оценок, в котором каждому из признаков НТУ присваивается определенное число баллов по принятой шкале. Общую оценку приводят по сумме балов по всем показателям с учетом весовых характеристик. Общая оценка рассчитывается по формуле:

$$HTU = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \Pi_i \quad (5.1)$$

Где:

- k_i – весовой коэффициент i – го признака;
- P_i – количественная оценка i – го признака.

Таблица 5.1 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Уровень новизны	0.9
Теоретический уровень	0.7
Возможность реализации	0.1

Таблица 5.2 – Баллы для оценки уровня новизны

Уровень новизны	Характеристика уровня новизны	Баллы
Принципиально новая	Новое направление в науке и технике, новые факты и закономерности, новая теория, вещество, способ	8 – 10
Новая	По-новому объясняются те же факты, закономерности, новые понятия дополняют ранее полученные результаты	5 – 7
Относительно новая	Систематизируются, обобщаются имеющиеся сведения, новые связи между известными факторами	2 – 4
Не обладает новизной	Результат, который ранее был известен	0

Таблица 5.3 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
5-7	Средний НТУ
8-10	Сравнительно высокий НТУ
11-14	Высокий НТУ

Таблица 5.4 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Установка законов, разработка новой теории	10
Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ, взаимозависимость между факторами	8
Разработка способа (алгоритм, вещество, устройство, программы)	6
Элементарный анализ связей между факторами (наличие гипотезы, объяснение версий, практические рекомендации)	2
Описание отдельных факторов (вещества, свойств, опыта, результатов)	0.5

Таблица 5.5 – Возможность реализации по времени и масштабам

Время реализации:	Баллы
В течение первых лет	10
От 5 до 10 лет	4
Свыше 10 лет	2
Масштабы реализации:	Баллы
Одно или несколько предприятий	2
Отрасль	4
Народное хозяйство	10

$$НТУ = 0,9 \cdot 7 + 0,7 \cdot 8 + 0,1 \cdot 2 + 0,1 \cdot 4 = 12,5$$

Таблица 5.6 – Сводная таблица оценки научно-технического уровня НИР

Фактор НТУ	Значимость	Уровень фактора	Выбранный балл
Уровень новизны	0,9	По-новому объясняются те же факты, закономерности, новые понятия дополняют ранее полученные результаты	7
Теоретический уровень	0,7	Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ, взаимозависимость между факторами	8
Возможность реализации	0,1	От 5 до 10 лет	4

Таким образом полученный расчетный коэффициент НТУ составил 12,5, что соответствует сравнительно высокому НТУ. По полученным результатам расчета коэффициента научно-технического уровня можно сделать вывод, что данное исследование имеет хорошие показатели новизны, значимость теоретического уровня и при этом результаты проекта могут широко использоваться в стратегически важной отрасли.

5.2 Организация и планирование работ по проведению эксперимента

Планирование — это разработка системы целенаправленных действий по реализации инвестиционного проекта, предусматривающая порядок, последовательность и сроки выполнения работ и обеспечивающая эффективное использование материально-технических, трудовых и финансовых ресурсов. Принятые на основе планов управленческие решения должны отвечать прогрессивным организационно-техническим и технологическим принципам осуществления всех видов работ в заданные сроки и с высоким их качеством.

Составим план проведения, включающий в себя перечень работ и соответствие работ своим исполнителям, продолжительность выполнения этих работ и сведем их в таблицу 5.6.

Таблица 5.7 – Перечень и продолжительность выполнения работ

Этапы работы	Время, дни	Исполнители	Загрузка исполнителей
Постановка задачи	1	НР	НР – 100%
Анализ теоретической части проекта (цель, назначение, область использования, изучение литературы)	35	НР,СТ	НР – 20% СТ –100%
Анализ технических требований к проведению эксперимента	7	НР, СТ	НР-40% СТ-100%
Проведение консультаций	30	НР, СТ	НР-100% СТ-100%
Подготовка и настройка оборудования для проведения эксперимента	10	НС, АС	НС-100% АС-100%
Проведение эксперимента	3	НР,НС,АС, СТ	НР-100% НС-100% АС- 100% СТ-100%
Обработка результатов эксперимента, составление заключения по результатам эксперимента	25	НР,СТ	НР-20% СТ-100%
Сдача проекта	1	СТ	ИП-100%

5.3 Продолжительность этапов работ

Расчет продолжительности этапов работ осуществляется двумя методами:

- технико-экономическим;
- опытно-статистическим.

В данном случае используется опытно-статистический метод, который реализуется двумя способами:

- аналоговый;
- вероятностный.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется вероятностный метод – метод двух оценок t_{min} и t_{max} .

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (5.2)$$

Где:

- t_{min} - минимальная трудоемкость работ, чел/дн.;
- t_{max} - максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Всего в проекте задействованы 4 исполнителя:

- НР – научный руководитель;
- НС – научный сотрудник;
- АС – ассистент;
- СТ – студент.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни.

Расчет ведется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д}, \quad (5.3)$$

Где:

- $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;
- $K_{ВН}$ – коэффициент выполнения нормы ($K_{ВН} = 1$);
- $K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1.2$).

$$T_{жБ} = T_{мБ} \cdot T_{ж}, \quad (5.4)$$

Где:

- T_K – коэффициент календарности.

$$T_{ж} = \frac{T_{жAo}}{T_{жAo} - T_{еБ} - T_{пБ}}, \quad (5.5)$$

Где:

- $T_{КАЛ}$ – календарные дни ($T_{КАЛ} = 365$);
- $T_{ВД}$ – выходные дни ($T_{ВД} = 104$);
- $T_{ПД}$ – праздничные дни ($T_{ПД} = 12$).

$$T_K = \frac{365}{365 - 104 - 12} = 1,46, \quad (6.6)$$

5.4 Расчет сметы затрат на проведение эксперимента

В состав затрат на проведение эксперимента обеспечения включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки.

Расчет сметной стоимости на выполнение данной разработки производится по следующим статьям затрат:

- материалы и покупные изделия;
- основная заработная плата;
- дополнительная заработная плата;
- отчисления в социальные фонды;
- расходы на электроэнергию;
- прочие и накладные расходы.

5.4.1 Расчет затрат на материалы

Отражает стоимость материалов с учетом транспортно-заготовительных расходов (1% от стоимости материалов), используемых при разработке программного обеспечения.

Таблица 5.8 – Расходные материалы

Наименование материалов	Цена ед., (руб.)	Количество	Сумма, (руб.)
Флеш-карта 4 GB	300	1 шт.	300
Бумага формата А4	180	1 пач.	180
Картридж для принтера	500	1 шт.	500
Ручка шариковая	30	1 шт.	30
Тетрадь	20	1 шт.	20
Итого			1030

Согласно таблице 9 расход на материалы составляет:

$$C_{\text{мат}} = 300 + 180 + 500 + 30 + 20 = 1030 \text{ рублей.}$$

5.4.2 Расчет заработной платы

5.4.3 Расчет основной заработной платы

Под основной заработной платой понимаем заработную плату руководителя и инженера. Размер основной заработной платы устанавливается, исходя из численности исполнителей, трудоемкости и средней заработной платы за один рабочий день. Месячный оклад руководителя составляет 12530 руб., научного сотрудника – 8000 руб., ассистента – 6320. Так как работы производятся в рамках магистерской диссертации, статья заработной платы студенты не предусмотрена.

Средняя заработная плата рассчитывается следующим образом:

$$\text{Дневная з/плата} = \text{Месячный оклад} / 20,83 \text{ день.}$$

Соответственно дневной оклад руководителя равен 601,5 руб., научного сотрудника – 384,1 руб., ассистента – 303,4 руб.

Расчеты затрат на основную заработную плату приведены в таблице 5.8. При расчете учитывалось, что в году 250 рабочих дней и, следовательно, в месяце 20,83 рабочий день, а затраты времени на выполнение работы по

каждому исполнителю брались из таблицы 4.6. Коэффициент, учитывающий коэффициент по премиям $K_{пр}=40\%$, районный коэффициент $K_{рк}=30\%$ ($K = K_{пр} + K_{рк} = 1 + 0,4 + 0,3 = 1,7$).

Таблица 5.9 – Затраты на основную заработную плату

Исполнители	Оклад	Среднедневная ставка, руб/день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/пл, руб.
Руководитель	12530	601,5	101	1,7	103277
Научный сотрудник	8000	384,1	13	1,7	8488
Ассистент	6320	303,4	13	1,7	6705
Итого					118470

Основная заработная плата $C_{осн}$ будет равна 118470 руб.

5.4.4 Расчет отчислений от заработной платы

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН).

Отчисления от заработной платы определяются по следующей формуле:

$$C_{соцф} = K_{соцф} * (C_{осн} + C_{доп}), \quad (5.7)$$

где $K_{соцф}$ - коэффициент, учитывающий размер отчислений из заработной платы, он включает в себя:

- 1) отчисления в пенсионный фонд;
- 2) на социальное страхование;
- 3) на медицинское страхование,

И составляет 30,0% от затрат на заработную плату.

$$C_{соцф} = 0,3 * 118470 = 35541 \text{ руб.}$$

5.4.5 Расчет затрат на электроэнергию

Затраты на электроэнергию состоят из затрат на электроэнергию при работе оборудования во время разработки проекта, и из затрат на электроэнергию, потраченную на освещение.

Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей рассчитывают по формуле:

$$\mathcal{E}_{об} = P_{об} \cdot C_э \cdot t_{об}, \quad (4.8)$$

Где:

- $\mathcal{E}_{об}$ – затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием;
- $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;
- $C_э$ – тарифная цена за 1кВт·час, $C_э = 1,26$ руб.;
- $t_{об}$ – время работы оборудования, час.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{об} = P_{уст. об} \cdot K_c, \quad (5.9)$$

Где:

- $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;
- $P_{уст. об}$ – установленная мощность оборудования, кВт;
- K_c – коэффициент спроса, зависит от количества загрузки групп электроприемников, для технологического оборудования малой мощности ($K_c = 1$).

Затраты на электроэнергию для технологических целей приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Затраты на электроэнергию для технологических целей

Наименование оборудования	Время работы оборудования, час, $t_{об}$	Потребляемая мощность, $P_{об}$, кВт	Затраты, $\mathcal{E}_{об}$, руб.
Персональный компьютер	240	0,300	72
Итого			72

Затраты на электроэнергию, для освещения помещения, где разрабатывается проект, рассчитывают по формуле:

$$\mathcal{E}_{ос} = P_{об} \cdot C_э \cdot t_{об}, \quad (5.10)$$

Где:

- $\mathcal{E}_{ос}$ – затраты на электроэнергию, для освещения, руб.;
- $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;
- $C_э$ – тарифная цена за 1кВт·час, $C_э = 1,26$ руб.;

- $t_{об}$ – время работы оборудования, час.

Мощность, потребляемая освещением, определяется по формуле:

$$P_{ос} = P_{уст. ос} \cdot K_c \cdot N_{св}, \quad (5.11)$$

Где:

- $P_{ос}$ - мощность, потребляемая освещением, кВт;
- $P_{уст. ос}$ - установленная мощность светильников, $P_{уст. ос} = 0,08$ кВт;
- K_c - коэффициент спроса, зависит от количества, загрузки, групп электроприемников, для внутреннего освещения, $K_c = 0,9$;
- $N_{св}$ - количество светильников, $N_{св} = 2$ шт.

$$P_{ос} = 0,08 \cdot 0,9 \cdot 2 = 0,14 \text{ кВт},$$

Время работы освещения $t_{ос}$ определяется по формуле:

$$t_{ос} = t_{сут} \cdot T, \quad (5.12)$$

Где:

- $t_{ос}$ - время работы освещения, час;
- $t_{сут}$ – длительность работы освещения за смену, час;
- T – время, затраченное на проведение работ, $T = 83$ дней.
- $t_{ос} = 6 \cdot 83 = 498$ час.

Общие затраты на электроэнергию определяются по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{ос}, \quad (5.13)$$

Где:

- $\mathcal{E}$ – затраты на электроэнергию, руб.;
- $\mathcal{E}_{об}$ - затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием, руб.;
- $\mathcal{E}_{ос}$ – затраты на электроэнергию, затраченную на освещение, руб.
- $\mathcal{E}_{ос} = 0,14 \cdot 1,26 \cdot 498 = 87,85$ руб.
- $\mathcal{E} = 200,5 + 87,85 = 288,35$ руб.

5.4.6 Расчет прочих расходов

В статье «прочие расходы» отражены расходы на разработку программного обеспечения, которые не учтены в предыдущих статьях.

Прочие расходы составляют 5-20% от единовременных затрат на выполнение программного продукта и проводятся по формуле:

$$C_{\text{пр}} = (C_{\text{з/п}} + C_{\text{мат}} + C_{\text{соцф}} + \text{Э}) * 0,05, \quad (5.14)$$
$$C_{\text{пр}} = (118470 + 1030 + 32105 + 288,35) * 0,05 = 7595 \text{ руб.}$$

5.4.7 Расчет общей себестоимости разработки

Проведя расчет сметы затрат на разработку, можно определить общую стоимость проведения эксперимента.

Таблица 5.10 – Смета затрат на разработку проекта

№	Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	1030
2	Основная заработная плата	$C_{\text{оснз/п}}$	118470
3	Дополнительная заработная плата	$C_{\text{допз/п}}$	11847
4	Отчисления в социальные фонды	$C_{\text{соцф}}$	35541
5	Расходы на электроэнергию	Э	288
6	Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	7595
Итого			174771

Таким образом, расходы на проведение эксперимента составляют 174771 рублей.

5.4.8 Оценка рисков проекта

При реализации проекта возможно проявление негативных факторов, приводящих к дополнительным затратам или ущербу. Эти факторы формируются во внешней среде, независимо от выполнения проекта, но могут нести в себе негативные последствия. Такие факторы называются рисками проекта. Различают достаточно большое количество рисков и видов влияния.

Для данного проекта были выделены следующие группы рисков:

- Экономические;
- Социальные;
- Политические;

- Технологические.

Каждая группа рисков включает в себя отдельные риски, проявление которых возможно на пути реализации проекта. Все риски записаны в таблицу 12.

Для определения общего риска проекта необходимо определить вероятность возникновения рисков в каждой группе. Для этого определим вероятность возникновения каждого риска p_i в процентах. Где значение от 0 до 25% – очень малая вероятность возникновения риска, от 25 до 50% - средняя вероятность риска, от 50 до 75% – большая вероятность риска, от 75 до 100% - очень большая вероятность возникновения риска.

Для каждого риска определяем его ранг b_i , который показывает значимость риска. Весовой коэффициент риска w_i – это отношение ранга риска в сумме рангов всех рисков, входящих в группу:

$$w_i = \frac{b_i}{\sum b_i} \quad (5.15)$$

Где:

- w_i – весовой коэффициент риска;
- b_i – ранг риска.

Далее можно определить итоговую оценку риска по формуле:

$$t_i = p_i \cdot w_i \quad (5.16)$$

Где:

- t_i – оценка риска;
- p_i – ранг риска;
- w_i – весовой коэффициент риска.

Данные расчеты проводят для каждого риска и определяется итоговая оценка группы риска, как сумма всех оценок рисков, входящих в группу.

$$t_{gp} = \sum t_i \quad (5.17)$$

Все расчеты для упрощения сведены в таблицу 5.11.

Таблица 5.11 – Проведение экспертизы рисков

	Экономические	p_i	b_i	w_i	t_i
1	Рост цен	25	2	0,25	6,25
2	Инфляция	25	2	0,25	6,25
3	Изменение налогообложения	25	2	0,25	6,25
4	Непредвиденные расходы	25	2	0,25	6,25
	Итого:		8	1,0	25
	Социальные				
1	Несоблюдение техники безопасности	25	5	0,46	11,25
2	Отсутствие командной работы	50	3	0,27	13,5
3	Потеря и хищение имущества	50	3	0,27	13,5
	Итого:		11	1,0	38,25
	Технологические				
1	Сложность применяемых технологий	25	4	0,44	11
2	Травмоопасность подготовленных этапов	25	5	0,56	14
	Итого:		9	1,0	25
	Политические				
1	Нарушение действующего законодательства	25	8	0,54	13,25
2	Запрет на реализацию проекта	25	7	0,46	11,5
	Итого:		15	1,0	24,75

Определив вероятность возникновения рисков каждой группы, следует оценить общий риск проекта. Для этого необходимо определить ранг каждой группы рисков P_i ; вес группы W_i ; вероятность рисков каждой группы V_i приведена в таблице 13 как t_i всей группы. Сведем расчет в таблицу 5.12.

Таблица 5.12 – Оценка общего риска проекта.

Риски	Ранг (P_i)	Вес (W_i)	Вероятность (V_i)	Общая оценка проекта
Экономические	4	0.14	25	3,50
Социальные	6	0.21	38,25	8,19
Профессиональные	8	0.28	25	7,00
Технические	10	0.35	24,75	8,66
Итого:	28	1		27,35

Для того чтобы избежать риски или минимизировать их воздействие на проект необходимо проводить мероприятия по борьбе с рисками. Рекомендуемые мероприятия приведены ниже.

Социальные: потеря и хищения имущества – внесение высоких штрафных санкций охране объекта, в случае пропажи трудового материала. Ограничение допуска посторонним лицам к нахождению в лаборатории.

Экономические: рост цен – естественный процесс, так как уровень инфляции стабильно составляет 6% в год. Для устранения этого фактора рекомендуется просчитать все расходы с учетом инфляции и может даже с запасом. Изменение налогообложения – в ближайшее время не планируется, так как законодательство в налоговой сфере меняться в ближайшее время не собирается. В любом случае даже в случае возникновения этой угрозы с учетом времени необходимой на разработку и ратификацию нового законодательства, проект будет осуществлен быстрее.

Технологические: травмоопасность подготовленных этапов – прохождение инструктажа по технике безопасности, допуск до особо ответственных работ только квалифицированный персонал.

Вывод к главе 5

В данной главе был составлен перечень работ и соответствие работ своим исполнителям, продолжительность выполнения этих работ, была рассчитана длительность этапов подготовки и проведения эксперимента, кроме этого был построен линейный график.

Рассчитана сметная стоимость проведения эксперимента, куда вошли заработная плата руководителя, научного сотрудника и ассистента, стоимость материальных затрат, стоимость потраченной электроэнергии, отчисления во внебюджетные страховые фонды, а так же прочие и накладные расходы. Общая сумма затрат составляет 171335 тысяч рублей за все время проведения исследования – 4 месяца.

Также была проведена оценка рисков проекта. Общая оценка рисков составила 27,35%. Таким образом, при учете возможности возникновения факторов, указанных при оценке рисков, а также при применении мероприятий по снижению рисков, предлагаемый проект является реализуемым. В особенности при проведении эксперимента, следует обратить внимание на экономические и технологические риски.

Получена оценка научно-технического уровня разработки. Научно - технический уровень данной разработки соответствует высокому уровню. Невысокая стоимость разработки при высоком научно-техническом уровне, а также полученные показатели эффективности разработки, доказывают экономическую целесообразность проведения данного эксперимента.