

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

Институт Энергетический
Направление подготовки Энергосбережение и энергоэффективность
Кафедра Электрические сети и электротехника

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оценивание несинусоидальных режимов для расчёта добавочных потерь в сложных электрических сетях

УДК 621.311.1.017.001.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Дымбрылов Бато Баирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ушаков В.Я.	д.т.н. профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергейчик С.И.	к.э.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Извеков В.Н.	к.т.н. доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрические сети и электротехника	Прохоров А.В.	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
Р1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
Р6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
Универсальные компетенции	
Р7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
Р10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Для выполнения цели необходимо:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1)изучить влияние несинусоидальных режимов на работу ВЛ; 2)проанализировать существующие методы расчёта потерь электроэнергии и способы снижения добавочных потерь; 3)изучить современную инструментальную базу и освоить программный комплекс для обработки данных и проведения расчётов; 4)выполнить анализ режимов и расчёты для перечисленных выше объектов.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>-схемы участков сети 110 кВ исследуемых линий;</p> <p>-графики параметров ПКЭ, полученные с помощью прибора AR-5 и выведенные с помощью программы Power Vision;</p> <p>-графики в Excel, отображающие потери активной мощности и долю добавочных потерь из них.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Сергейчик Сергей Иванович</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Извеков Владимир Николаевич</p>
<p>Evaluation of non sinusoidal modes for calculating additional losses in complex electrical networks</p>	<p>Низкодубов Гавриил Анатольевич</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ушаков В.Я.	д.т.н. профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Дымбрылов Бато Баирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 137 с., 48 рис., 13 табл., 30 источников, 1 прил.

Ключевые слова: добавочные потери, несинусоидальность тока и напряжения, коэффициент искажения кривой тока(напряжения), нелинейная нагрузка, показатели качества электроэнергии.

Объектом исследования являются электрические сети 110 кВ энергосистем Сибири и юга России.

Предметом исследования выступает эффективность работы электроустановок в условиях несимметрии и несинусоидальности формы кривой тока при соблюдении требований ГОСТ.

Цель работы: проведение расчётов для определения основных и добавочных потерь мощности и электроэнергии в сетях, возникающие при несинусоидальных режимах.

В процессе исследования:

- 1)изучили влияние несинусоидальных режимов на работу ВЛ;
- 2)проанализировали существующие методы расчёта потерь электроэнергии и способы снижения добавочных потерь;
- 3)изучили современную инструментальную базу и освоить программный комплекс для обработки данных и проведения расчётов;
- 4)выполнили анализ режимов и расчёты для перечисленных выше объектов.

Информационная база. Поставленная цель достигается в процессе изучения нормативно-правовых актов, научной и специальной литературы, интернет-источников, собственных исследований, анализа современного состояния электроэнергетической отрасли.

В результате исследования рассчитали долю добавочных потерь в линии от суммарных, в зависимости от несинусоидальной формы тока и напряжения в электрических сетях 110 кВ, рассчитали коммерческие убытки на линии от добавочных потерь за год.

Степень внедрения: разработанная модель и программное обеспечение на базе языка программирования FORTRAN, результаты могут использоваться в электрических сетях 110 кВ.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Добавочные потери электроэнергии от несинусоидальной формы тока(напряжения) – потери, возникающие в элементах электрической сети вследствие несимметрии и несинусоидальности токов.

Несинусоидальность напряжения(тока) – искажения синусоидальной формы кривой напряжения(тока).

Электрическая сеть – совокупность устройств для передачи и распределения электрической энергии.

Воздушная линия электропередачи – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикреплённым при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.

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

Показатель качества электроэнергии – уровень электромагнитных кондуктивных помех в системе электроснабжения

СОКРАЩЕНИЯ

ЛЭП – линия электропередач

ВЧ– высокочастотная связь

ВГ – высшие гармоники

КБ – конденсаторная батарея

ФКУ – фильтрокомпенсирующее устройство

ВЛ – воздушная линия

ЭМП – электромагнитное поле

Оглавление

Введение.....	13
1. Литературный обзор.....	15
1.1. Потери мощности и энергии в электрических системах	16
1.1.1. Структура потерь в электрических сетях	16
1.1.2. Технологические потери	18
1.1.3. Коммерческие потери	19
1.2. Влияние несинусоидальных режимов на работу ВЛ	21
1.2.1. Несинусоидальность тока и напряжения.....	21
1.2.2. Влияние несинусоидальных режимов на работу элементов энергосистемы	25
1.3. Определение добавочных потерь	33
1.3.1. Методы расчёта добавочных потерь	33
1.4. Снижение добавочных потерь в электроэнергетических системах.....	39
1.4.1. Ограничение уровня гармоник	41
Выводы к главе 1	44
2. Инструментальное обследование параметров режима работы ВЛ	45
2.1. Описание переносного электроанализатора AR-5.....	45
2.1.1. Подключение прибора AR.5 к электрической сети	46
2.1.2. Порядок работы с приборами AR.5.....	46
2.1.3. Технические характеристики прибора AR.5	47
2.2. Инструментальное энергообследование ВЛ 110 кВ.....	48
2.2.1. ВЛ 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»(АК-18).....	49
2.2.2. ВЛ 110 кВ «Сысоево-Промзона»(PZSIS1).....	52
2.2.3. Инструментальное обследование параметров режима работы ВЛ 110 кВ «Р29-Чалтырь»	56
Вывод к главе 2	58
3. Математическое описание режима и программное обеспечение	60
3.1. Математическая модель для определения добавочных потерь.....	60
3.2. Метод расчета основных и добавочных потерь при несинусоидальном и несимметричном режиме	65
3.3. Описание программы для расчета основных и добавочных потерь в линиях электропередачи.....	68
3.3.1. Инструкция по пользованию программой.....	68
Вывод к главе 3	77
4. Результаты расчёта основных и добавочных потерь мощности и электроэнергии.....	78

4.1. ВЛ 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»(АК-18).....	78
4.2. ВЛ 110 кВ «Сысоево-Промзона»(PZSIS1)	80
4.3. ВЛ 110 кВ «P29-Чалтырь»	81
Выводы к главе 4	85
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	86
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования	87
5.2. Диаграмма Исикавы	87
5.3. Планирование управления научно-техническим проектом.....	91
5.3.1. Иерархическая структура работ проекта	91
5.3.2. План проекта	91
5.4. Бюджет научного исследования.....	95
5.4.1. Расчёт затрат на материалы.....	95
5.4.2. Основная заработная плата	96
5.4.3. Дополнительная заработная плата	98
5.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды	99
5.4.5. Расчёт амортизационных расходов	99
5.4.6. Накладные расходы.....	100
5.4.7. Формирование бюджета затрат исследовательского проекта	100
5.5. Организационная структура проекта	101
5.6. Матрица ответственности	101
6. Социальная ответственность	107
Аннотация.....	107
Введение	108
6.1. Производственная безопасность	108
6.1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.	108
6.2. Обоснование и разработка мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.....	110
6.2.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ	110
6.2.2. Требования к микроклимату на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ	110
6.2.3. Требования к освещению на рабочем месте.....	112
Расчет системы искусственного освещения на рабочем месте	113
6.2.4. Требования к уровням электромагнитных полей на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ	117
6.2.5. Электробезопасность	119

6.3. Экологическая безопасность	123
6.3.1. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.....	123
6.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	124
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	126
6.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований	126
6.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	127
6.5. Организационные вопросы обеспечения безопасности.....	130
6.5.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	130
Заключение.....	133
Список изученной литературы:.....	134

Введение

Актуальность проблемы: Начиная с середины прошлого века в связи с развитием промышленности и появлением новых технологий, в электроэнергетике наблюдается рост потребления электроэнергии и одновременно возрастание её расхода на транспортировку и распределение. Вопрос по увеличению энергоэффективности и снижению потерь электроэнергии был и остаётся важнейшим в данной сфере.

Одной из важнейших причин увеличения потерь является постоянный рост числа потребителей с нелинейными характеристиками, потребляющих несинусоидальный ток, содержащий кроме основной гармоники, частотой 50 Гц, высшие гармоники, с частотами, превышающими основную частоту. К потребителями с нелинейными характеристиками относятся такие нагрузки, как: чёрная и цветная металлургия, сварочные машины, тяговые подстанции электрифицированных железных дорог, бытовые электроприборы и т.д. Несинусоидальные токи снижают качество электроэнергии и вызывают добавочные потери мощности, которые ведут к увеличению финансовых убытков энергосбытовых и сетевых компаний.

В настоящее время расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях производятся по методикам Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. №326. Данные методики не предназначены для режимов, где токи и напряжения несимметричны и несинусоидальны. Исследованием данной проблемы занимались многие учёные, такие как: Жежеленко И.В., Карташёв И.И., Arrillaga J., Харлов Н.Н.

В данной работе рассмотрен возможный вариант расчёта добавочных потерь, учитывающий влияние несинусоидальности формы тока в электрической сети.

Данный метод может быть использован электроэнергетическими предприятиями для точного расчёта потерь в сетях и энергосистемах, а также для оценки объёма принимаемых энергосберегающих мероприятий.

Актуальность темы:

1. Пониженное качество ЭЭ приводит к увеличению затрат на транспорт ЭЭ и экономическому ущербу.
2. Для формирования тарифа на электрическую энергию необходим максимально точный расчёт потерь с учётом наибольшего числа внешних воздействующих факторов.

Цель и задачи исследования.

Цель диссертации: проведение расчётов для определения основных и добавочных потерь мощности и электроэнергии в сетях, возникающие при несинусоидальных режимах.

Для достижения данной цели необходимо:

- 1)изучить влияние несинусоидальных режимов на работу ВЛ;
- 2)проанализировать существующие методы расчёта потерь электроэнергии и способы снижения добавочных потерь;
- 3)изучить современную инструментальную базу и освоить программный комплекс для обработки данных и проведения расчётов;
- 4)выполнить анализ режимов и расчёты для перечисленных выше объектов.

Объект исследования являются электрические сети 110 кВ энергосистем Сибири и юга России.

Предмет исследования - предметом исследования являются добавочные потери мощности, вызванные высшими гармоническими составляющими несинусоидального тока. Причиной появления добавочных потерь может являться несинусоидальность питающего напряжения и тока.

1. Литературный обзор

Одной из значительных причин увеличения потерь ЭЭ в электрических сетях является постоянный рост число потребителей с нелинейными и несимметричными характеристиками. 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 несимметрия напряжения, кроме этого они вызывают добавочные потери мощности. Добавочные потери возникают также вследствие несимметрии параметров элементов сети и несимметрии режимов.

Увеличение количества нагрузок, вольт- или вебер-амперные характеристики которых нелинейны, приводит к росту потребления из сети тока, кривая которого оказывается несинусоидальной и непериодической. В результате этого возникают искажения синусоидальной кривой напряжения сети, т.е. возникает несинусоидальный режим.

Данные режимы отрицательно сказываются на работе всех элементов энергосистемы. А точнее, это приводит к ухудшению энергетических показателей, снижением надёжности функционирования электрических сетей и сокращением срока службы электрооборудования. В некоторых случаях возникает ухудшение качества и уменьшение количества выпускаемой продукции. Поэтому прогрессирующее внедрение вентильного электропривода и электротехнологии обусловило важность и актуальность решения проблемы высших гармоник в электрических сетях.

1.1. Потери мощности и энергии в электрических системах

1.1.1. Структура потерь в электрических сетях

Перемещение любого материального объекта из одного места в другое требует определенных затрат (работы). Электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, является единственным видом продукции, который для своего перемещения расходует часть самого себя, не требуя для этого других ресурсов. Данный расход называется потерями электроэнергии. Этот термин в среде неспециалистов вызывает представление о плохо организованном процессе транспортировки электроэнергии, ассоциируясь с потерями при перевозке зерна, угля и пр.

Все эти обстоятельства приводят к выводу о целесообразности использования термина «расход электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям» или, как это сейчас используется в некоторой отчетности, «технологический расход электроэнергии».

Вместе с тем применение этих терминов также не вполне отражает существо явления. Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

К технологическому расходу относятся технические потери в элементах сети и расход на собственные нужды подстанций. Эти процессы сопровождаются физическим расходом энергии. Физическим расходом энергии являются и хищения, однако эту составляющую потерь нельзя отнести к технологическому расходу, так как хищения электроэнергии не являются особенностями технологического процесса энергоснабжающей организации.

Погрешности же приборов физически не изменяют количество, а лишь неточно отражают его, однако приборы учёта являются элементами технологического процесса.

Исходя из этого, потери электроэнергии классифицируются на две основные группы(рисунок 1.1)[7]



Рисунок 1.1 - Структура потерь электрической энергии.

Технологическими потерями являются все технические потери, расход на собственные нужды и недоучёт электроэнергии, связанный с погрешностью приборов учёта.

Электроэнергия, потребляемая вспомогательным оборудованием, которое поддерживает функционирование основного оборудования процесса выработки, преобразования и распределения, является расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Этот расход учитывается счётчиками ЭЭ, установленными на высокой или низкой стороне трансформаторов собственных нужд.

Коммерческие потери – разность между отпущенной в сеть электроэнергией и полученной потребителем с учётом технологических потерь. Данные потери обусловлены хищениями электроэнергии и не включаются в норматив технологических потерь, и, соответственно, является источником прямых убытков энергосбытовых компаний.

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 % [7]. 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, которые включают, в свою очередь, следующие:

а. Условно-постоянные потери ЭЭ – потери, которые возникают в оборудовании, подключаемом к сети, при его нормальной эксплуатации. Сюда входят потери холостого хода в силовом оборудовании сети (трансформаторы, автотрансформаторы, реакторы дугогасящие), потери в регулируемых устройствах компенсации реактивной мощности и потери в оборудовании, параметры которого не изменяются при различной нагрузке в электрической сети (вентильные разрядники, нерегулируемые компенсирующие устройства, ограничители перенапряжений, устройства присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), трансформаторы напряжения). Они составляют 24,7 % от общих потерь (67% - потери ХХ, 11% - собственные нужды ПС, 22% - прочие потери)[17].

б. Нагрузочные потери зависят от величины мощности передаваемой по сети. Они составляют 75,3 % от общих потерь (86% - потери в ЛЭП, 14 % - в трансформаторах).

Причиной условно-постоянных потерь являются неизбежные затраты энергии на электромагнитные процессы в электротехническом оборудовании. Они зависят от технических параметров и физико-химических свойств материалов, используемых в оборудовании, и состояния окружающей среды и состоят из потерь:

- холостого хода трансформаторов и активные потери в изоляторах, кабельных линиях, шинах, токопроводах, т.е. оборудование, зависящее от свойств применённых в них материалов,
- на токи утечки по поверхности изоляторов и корону в ЛЭП (от состояния окружающей среды),
- в трансформаторах тока и напряжения и других приборах учёта.

Нагрузочные потери зависят от величины передаваемой активной и реактивной энергии.

2. Расход энергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Большая его часть является не потерями, а обоснованным потреблением электроэнергии для обеспечения нормальной работы технологического оборудования подстанций и обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.

3. Погрешности измерений. Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов

1.1.3. 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 [7,8]. 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.

При протекании несинусоидальных токов по ЛЭП(токов высших гармонических составляющих) возникают потери электрической энергии,

которые являются «добавочными». Данный вид потерь от токов ВГ являются переменными, т.к. зависят от характера нагрузки потребителей и должны учитываться в группе «технологические потери». В настоящее время технологические потери рассчитываются на основе приказа №326 от 30.12.2008 г. «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям» и ежегодно утверждаются в Министерстве энергетики РФ[4].

Добавочные потери от токов ВГ в расчёте технологических потерь на основе приказа №326 в настоящее время не предусмотрены. Рассматриваются потери только от первой гармоники (основной частоты 50 Гц)[4].

1.2. Влияние несинусоидальных режимов на работу ВЛ

1.2.1. Несинусоидальность тока и напряжения

Под несинусоидальностью напряжения понимают искажение синусоидальной формы кривой напряжения. При синусоидальном источнике напряжение на элементах электрической цепи с линейной вольт-амперной характеристикой, имеет синусоидальную форму

$$u = U_m \sin \omega t \quad (1.2.1)$$

где u – мгновенное значение синусоидального напряжения, В; U_m – максимальное (амплитудное) значение напряжения, В; $\omega = 2\pi f$ – угловая (круговая) частота, рад/с, где f – частота, Гц; t – время, с.

Так, напряжение и ток на выводах генератора практически синусоидальны, а в узлах сети они могут быть несинусоидальны. Искажение формы кривой напряжения в таком случае возможно только в результате искажения формы тока.

Несинусоидальность напряжения обусловлена функционированием электроприёмников с нелинейной вольт-амперной характеристикой. К таким электроприёмникам относятся дуговые сталеплавильные печи,

преобразователи, трансформаторы (в режиме близком к холостому ходу), индукционные печи, люминесцентные лампы, ртутные лампы высокого давления, телевизоры и т.п., потребляющие несинусоидальный ток.

На рисунке 1.2 рассмотрено три случая:

- работа источника синусоидального напряжения $u = U_m \sin \omega t$ на нелинейное сопротивление, для которого вольт-амперная характеристика $u = f(i)$ нелинейна (см. рисунок 1.2, а);
- работа такого же источника на линейное сопротивление (см. рисунок 1.2, б);
- работа источника синусоидального тока на нелинейное сопротивление (см. рисунок 1.2, в).

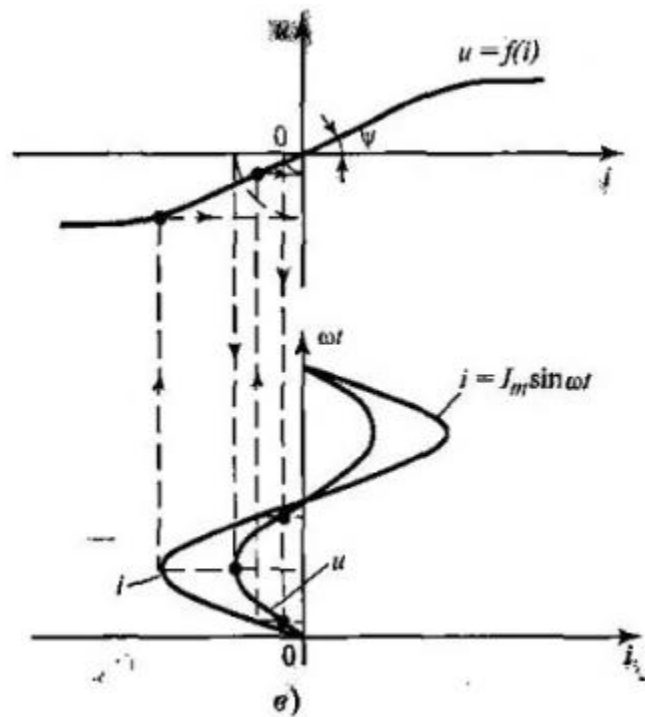
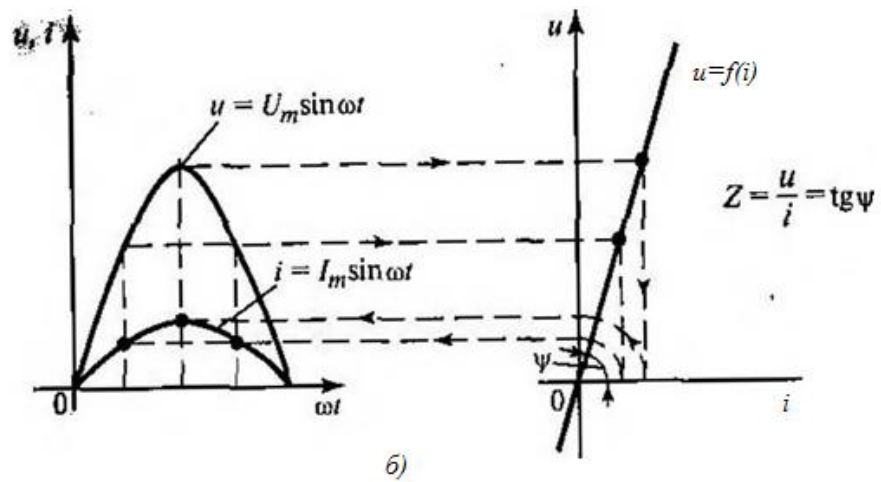
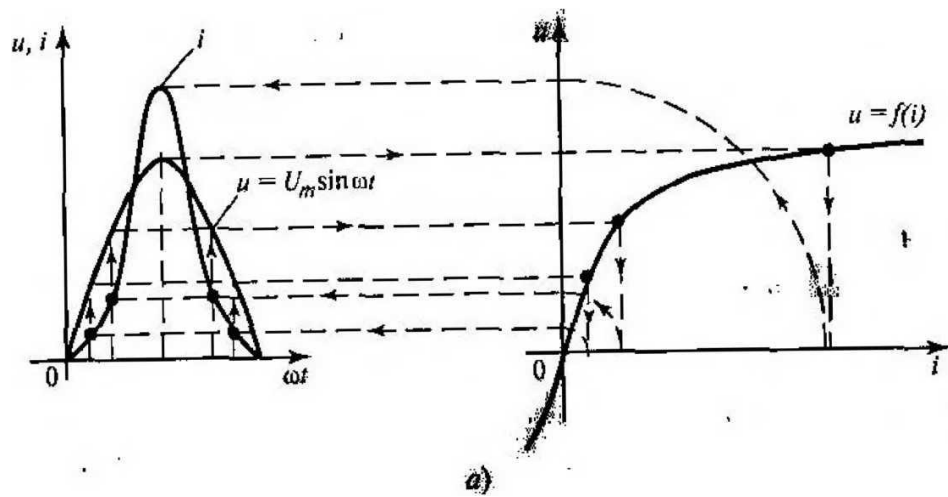


Рисунок 1.2 - Влияние нелинейности вольт-амперной характеристики $u = f(i)$ на форму кривой тока (а,б) и напряжения (в)

Как видно из рисунка, подключение синусоидальных источников к нелинейному сопротивлению приводит к искажению либо тока в этом сопротивлении (см. рисунок 1.2, а), либо напряжения на нем (см. рисунок 1.2, в). И только при линейном сопротивлении и ток, и напряжение остаются синусоидальными (см. рисунок 1.2, б). Так как несинусоидальные токи и напряжения описываются периодическими функциями $i = f(\omega t)$ и $u = f(\omega t)$, имеющими конечное число разрывов, то для их анализа применяют разложение Фурье, согласно которому любая периодическая функция может быть представлена рядом гармонических составляющих:

$$X(\omega t) = A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [A_n \cos n\omega t + B_n \sin n\omega t] \quad (1.2.2)$$

или $X(\omega t) = A_0 + A_1 \sin(\omega t + \varphi_1) + A_2 \sin(2\omega t + \varphi_2) + A_3 \sin(3\omega t + \varphi_3) + \dots + A_n \sin(n\omega t + \varphi_n) + \dots$, или в общем виде для n гармоник:

$$X(\omega t) = A_0 + \sum_{n=1}^n A_n \sin(n\omega t + \varphi_n), \quad (1.2.3)$$

где $A_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2}$; $\varphi_n = \arctg\left(\frac{B_n}{A_n}\right)$.

При этом интегральные функции

$$A_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} X(\omega t) \cos n\omega t d\omega t \text{ и } B_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} X(\omega t) \sin n\omega t d\omega t \quad (1.2.4)$$

В практических условиях заменяют суммами

$$A_n = \frac{2}{n} \sum_1^n X(\omega t) \cos \omega t \text{ и } B_n = \frac{2}{n} \sum_1^n X(\omega t) \sin \omega t. \quad (1.2.5)$$

ЭП с нелинейной вольт-амперной характеристикой являются источниками высших гармоник тока. Распространение высших гармоник по электрической сети вызывает падение напряжения от соответствующих гармоник на участках сети и искажения синусоидальной формы кривой напряжения в узлах сети. Такие искажения напряжения характеризуются согласно ГОСТ 32144-2013 [9] коэффициентом искажения синусоидальной формы кривой напряжения

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_2^n U_{(n)}^2}{U_{(1)}^2}} 100\% \quad (1.2.6)$$

Так как состав гармоник по амплитуде и частоте(порядку) произволен, то для характеристики формы кривой напряжения используют *коэффициент n-й гармонической составляющей*

$$K_U = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} 100\%, \quad (1.2.7)$$

Где n – порядок гармоники; $U_{(n)}$ – действующее значение n -й гармоники, В; $U_{(1)}$ – то же для 1-й (основной) гармоники, В.

Таким образом, для оценки K_U необходимо определить гармонический состав напряжения. Учитывая, что частота в сети может изменяться, при расчете гармонического состава кривой напряжения учитывают не частоту гармоники в герцах, а ее порядок, т.е. кратность по отношению к основной частоте. Это условие соответствует практическим расчетам, так как нелинейные ЭП генерируют гармоники тока кратные основной частоте, которая может отличаться от промышленной частоты, равной 50 Гц. ГОСТ 32144-2013 ограничил диапазон учитываемых гармоник 40-й (2 кГц), так как амплитуды гармоник более высокого порядка незначительны [9].

1.2.2. Влияние несинусоидальных режимов на работу элементов энергосистемы

После того как выявлены источники гармоник и определены их уровни, необходимо выяснить характер влияния гармоник на работу электрооборудования. Все элементы систем электроснабжения должны быть рассмотрены с точки зрения их чувствительности к гармоникам. На основе этого рассмотрения затем вырабатываются рекомендации по допустимым уровням гармоник в сетях.

Основными формами воздействия высших гармоник на системы электроснабжения являются: а) увеличение токов и напряжений гармоник вследствие параллельного и последовательного резонансов; б) снижение эффективности процессов генерации, передачи и использования электроэнергии; в) старение изоляции электрооборудования и сокращение

вследствие этого срока его службы; г) ложная работа оборудования.

Гармоники, генерируемые нелинейной нагрузкой, создают **дополнительные потери в трансформаторах**. Гармоники напряжения вызывают в трансформаторах увеличение потерь на гистерезис и потерь, связанных с вихревыми токами в стали, а так же потерь в обмотках. Сокращается также срок службы изоляции. Эти потери могут привести к значительным потерям энергии и быть причиной выхода из строя трансформаторов вследствие перегрева. Протекание по обмоткам трансформатора несинусоидальных токов, вследствие поверхностного эффекта и эффекта близости, приводит к увеличению активного сопротивления обмоток трансформатора и, как следствие, к дополнительному нагреву. Срок службы трансформатора зависит от нагрева его частей и не позволяет при несинусоидальном токе использовать трансформатор на всю его номинальную мощность, ее приходится занижать. Например, полная загрузка трансформатора может наступить при использовании лишь 80% номинальной мощности, указанной в его паспортных данных[2].

Если не учитывать превышение температуры и попытаться использовать трансформатор «в соответствии» с его номинальными данными, срок его службы иногда может сократиться с 40 лет до 40 дней. Кроме того, высокочастотные гармоники тока - это причина появления вихревых токов в обмотках трансформатора, что вызывает дополнительные потери мощности и перегрев трансформатора. Для линейных нагрузок потери на вихревые токи составляют в общих потерях приблизительно 5%, с нелинейной нагрузкой они иногда возрастают в 15-20 раз[2].

Гармоники, генерируемые нелинейной нагрузкой, создают **дополнительные потери в шинопроводах**. Эти потери могут привести к значительным потерям энергии и быть причиной выхода из строя шинопроводов вследствие перегрева. Протекание по сжатым в пакет шинам в изоляции несинусоидальных токов, вследствие поверхностного эффекта и эффекта близости, приводит к увеличению активного сопротивления и, как

следствие, к дополнительному нагреву. Срок службы шинпровода зависит от нагрева его частей и не позволяет при несинусоидальном токе использовать шинпровод на всю его номинальную мощность. В результате приходится занижать мощность и выбирать шинпровод с большим сечением, что существенно увеличивает стоимость объекта. Например, полная загрузка шинпровода может наступить при использовании лишь 80 - 85% номинальной мощности, указанной в его паспортных данных. Если не предпринимать никаких мер, то срок службы шинпровода может сократиться, в зависимости от амплитуды гармоник, в 1,1 – 2 раза.

Сокращение срока службы электрооборудования из-за интенсификации теплового и **электрического старения изоляции**. При рабочих температурах в изоляционных материалах протекают химические реакции, приводящие к постепенному изменению их изоляционных и механических свойств. С ростом температуры эти процессы ускоряются, сокращая срок службы оборудования. В конденсаторах потери энергии пропорциональны частоте, поэтому несинусоидальный ток приводит к их дополнительному нагреву. В электрических машинах токи нулевой последовательности создают дополнительное подмагничивание стали, что приводит к ухудшению их характеристик и дополнительному нагреву сердечников (статоры асинхронных двигателей, магнитопроводы трансформаторов).

Сущность электрического старения состоит в возникновении так называемых частичных разрядов, которые распространяются лишь на часть изоляционного промежутка, например, частичные разряды в газовых включениях. Частичные разряды связаны с рассеянием энергии, следствием которого является электрическое, механическое и химическое воздействия на окружающий диэлектрик. В результате развиваются местные дефекты в изоляции, что приводит к сокращению срока службы.

Возможен перегрев и разрушение нулевых рабочих проводников кабельных линий вследствие их перегрузки токами третьей гармоники. Это происходит тогда, когда токи в нулевых рабочих проводниках значительно

превосходят токи фазных проводников, а защита от токовых перегрузок в цепях нулевых проводников не предусмотрена (п.1.3.10) [12]. Отметим также ускоренное старение изоляции при повышении рабочей температуре токонесущих проводников. Нулевой рабочий проводник не защищен от перегрева автоматическими выключателями либо предохранителями (п.3.1.17) [12]. «Старые» системы электроснабжения проектировались только под линейную нагрузку, т.е. потребляемый электроприемниками ток содержал лишь основную гармонику (50 Гц). Следовательно, ток в нулевом рабочем проводнике не мог превосходить ток в наиболее нагруженной фазе, т.е. защита на фазных проводниках одновременно защищала от перегрева и нулевой рабочий проводник. Кроме того, в процессе эксплуатации неравномерность распределения токов по фазам должна быть не более 10%. Поэтому при определении длительно допустимых токов по условиям нагрева проводов и кабелей нулевой рабочий проводник четырехпроводной системы трехфазного тока, заземляющие и нулевые защитные проводники в расчет не принимаются (п.3.1.10) [12], поскольку ток в этих проводниках при наличии линейных электропотребителей существенно меньше токов в фазных проводниках. В кабельных линиях гармоники напряжения увеличивают воздействие на диэлектрик пропорционально увеличению максимального значения амплитуды. Это, в свою очередь, увеличивает число повреждений кабеля и стоимость ремонтов[2].

В случае нелинейных электропотребителей токи в нулевых рабочих проводниках превышают фазные (предельно — в 1,73 раза, когда ширина импульса тока равна 60 электрическим градусам). Поэтому значения длительно допустимых токов, приведенных в таблицах 1.3.4—1.3.7 [12], в случае нелинейных электропотребителей должны быть снижены. На корпусах электрооборудования, подключенного к нулевому проводу, могут возникать напряжения, оказывающие при прикосновении раздражающее влияние на человека.

Все сказанное в равной мере относится и к шинопроводам. В ПУЭ еще не прописаны количественные данные по неравномерности распределения токов по шинам (по фазам) и по величинам допустимых гармоник. Однако 10% барьер или предел по гармоникам, указанный для проводников одинаково верен и для шинопроводов.

При наличии высших гармоник в электрических цепях с сосредоточенными и распределенными параметрами, какими могут быть представлены блоки, узлы и распределительные сети системы электропитания, возникает опасность появления **резонансных явлений**. При возникновении резонансного или близкого к нему режима на какой-либо высшей гармонике тока или напряжения эта составляющая оказывается больше, чем амплитудное значение первой гармоники тока (напряжения) на тех же участках цепи. Это отрицательным образом может отразиться на работоспособности отдельных элементов и узлов системы.

В условиях несинусоидальности тока ухудшаются условия работы батарей конденсаторов. Батареи конденсаторов предназначены для компенсации реактивной мощности нагрузки, то есть для повышения коэффициента мощности электроустановки здания. Однако в условиях несинусоидальности тока батареи конденсаторов одновременно являются элементами, абсорбирующими гармоники со всей сети, так как сопротивление конденсатора обратно пропорционально частоте. Батареи конденсаторов изменяют нормальный путь гармоник тока от нелинейного потребителя к источнику питания, замыкая часть этого тока через себя. Так как сопротивления элементов сети имеют индуктивный характер, то при применении установок компенсации реактивной мощности и наличии нелинейных электропотребителей появляется вероятность проявления резонансных явлений (как по току, так и по напряжению) на отдельных элементах системы электроснабжения. Деформация синусоиды питающего напряжения приводит к снижению значения амплитуды входного напряжения, вследствие этого **снижается напряжение на конденсаторе**. Снижение уровня напряжения

на конденсаторе, с которого осуществляется питание высокочастотного преобразователя, а далее и цепей постоянного тока, должно было бы привести к снижению уровня выпрямленного напряжения. Происходит снижение устойчивости к кратковременным провалам напряжения. В случае провала или даже полного исчезновения напряжения на зажимах импульсного источника питания, цепи постоянного тока могут продолжать свою нормальную работу в течение некоторого, очень короткого промежутка времени. Энергия, необходимая для работы в течение этого промежутка времени, - это энергия сглаживающего конденсатора. Несмотря на то, что этот конденсатор обладает весьма большой емкостью, запасаемая им энергия зависит еще и от напряжения, до которого он был первоначально заряжен. При синусоидальной форме кривой питающего напряжения конденсатор может зарядиться до напряжения большего, чем он может зарядиться при «плоской» форме питающего напряжения[3].

Фронты несинусоидального напряжения воздействуют на изоляцию кабельных линий и шинопроводов. Из-за этого учащаются однофазные короткие замыкания на землю. Аналогично кабелю, пробиваются конденсаторы.

В электрических машинах возрастают суммарные потери. Так, при коэффициенте искажения синусоидальной формы кривой напряжения $K_U = 10\%$ суммарные потери в сетях предприятий, крупных промышленных центров, сетях электрифицированного железнодорожного транспорта могут достигать 10...15 %.

Высшие гармоники могут нарушать работу устройств защиты энергосистем или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства. Цифровые реле и алгоритмы, основанные на анализе выборки данных или точки пересечения нуля, особенно чувствительны к гармоникам. Чаще всего изменения характеристик несущественны. Большинство типов реле нормально работает при коэффициенте искажения до

20%. Однако увеличение доли мощных преобразователей в сетях может в будущем изменить ситуацию.

Проблемы, возникающие из-за гармоник, различны для нормальных и аварийных режимов и ниже рассмотрены отдельно. Происходит ложное срабатывание предохранителей и автоматических выключателей вследствие дополнительного нагрева внутренних элементов защитных устройств. Этот процесс обусловлен протеканием несинусоидальных токов и, следовательно, действием поверхностного эффекта и эффекта близости.

Значительному снижению точности работы, а значит и достоверности показаний электроизмерительных приборов; нестабильной работе ряда видов релейных защит, систем контроля и управления, телемеханики, связи и т.д. Возрастает недоучёт электроэнергии, вследствие тормозящего воздействия на индукционные счётчики гармоник обратной последовательности.

Помехи в сетях телекоммуникаций могут возникать там, где силовые кабели и кабели телекоммуникаций расположены относительно близко. Вследствие протекания в силовых кабелях высокочастотных гармоник тока, в кабелях телекоммуникаций могут наводиться помехи. Магнитные поля высших гармоник прямой и обратной последовательности частично компенсируют друг друга, поэтому наибольшее влияние на телекоммуникации оказывают гармоники, кратные трем. Чем выше порядок гармоник, тем больше уровень помех, наведенных ими в телекоммуникационных кабелях.

Вибрация в электромашинных системах. Наличие высших гармоник в напряжении питания индукционных электродвигателей является причиной возникновения в магнитном потоке составляющих на частотах высших гармоник, которые в свою очередь будут наводить гармоники ЭДС и, как следствие этого, в обмотках ротора появляются высшие гармоники тока. Эти гармоники будут взаимодействовать с основным магнитным потоком, создавая дополнительные механические моменты на валу электрической машины. В результате создаются гармонические пульсации вращающего момента на валу двигателя. В экстремальных случаях может возникнуть вибрация на

резонансной частоте вращающейся массы ротора, приводящая к накоплению усталости металла и возможному разрыву вала ротора электродвигателя [6].

Снижение уровня выпрямленного напряжения. Деформация синусоиды питающего напряжения приводит к снижению значения амплитуды входного напряжения, вследствие этого снижается напряжение на конденсаторе [3].

Высшие гармонические составляющие в токах нелинейных электропотребителей приводят к негативным, а иногда и катастрофическим последствиям.

Влияние гармоник на вращающиеся машины. Гармоники напряжения и тока приводят к дополнительным потерям в обмотках статора, в цепях ротора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора из-за вихревых токов и поверхностного эффекта при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением. Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, приводят к дополнительным потерям.

Влияние гармоник в аварийных режимах. Устройства защиты обычно реагируют на напряжение или ток основной частоты, а все гармоники в переходном режиме либо отфильтровываются, либо не воздействуют на устройство. Последнее характерно для электромеханических реле, особенно используемых в максимальной токовой защите. Эти реле имеют большую инерцию, что делает их практически не чувствительными к высшим гармоникам. Более существенным оказывается влияние гармоник на работу защиты, строящейся на измерении сопротивления.

Влияние высших гармоник на телевизоры. Гармоники, увеличивающие пик напряжения, могут вызвать искажения изображения и изменение яркости.

Влияние высших гармоник на компьютеры. Существуют пределы на допустимые уровни искажений в сетях, питающих компьютеры и системы обработки данных. В некоторых случаях они выражаются в процентах от

номинального напряжения (для компьютера IBM - 5%) либо в виде отношения пика напряжения к действующему значению (CDC устанавливает допустимые его пределы значениями $1,41 \pm 0,1$).

Влияние гармоник на измерение мощности и энергии. Измерительные устройства обычно калибруются при чисто синусоидальном напряжении и увеличивают погрешность при наличии высших гармоник. Величина и направление гармоник являются важными факторами, так как знак погрешности определяется направлением гармоник. Погрешности измерения, вызываемые гармониками, сильно зависят от типа измерительной аппаратуры. Обычные индукционные счетчики, как правило, завышают показания на несколько процентов (по 6%) при наличии у потребителя источника искажения. Такие потребители оказываются автоматически наказанными за внесение искажений в сеть, поэтому в их собственных интересах установить соответствующие средства для подавления этих искажений [3].

1.3. Определение добавочных потерь

Для оценки дополнительных потерь мощности, обусловленных высшими гармониками тока, могут быть использованы расчетные методы.

1.3.1. Методы расчёта добавочных потерь

Расчёт и оценки уровня потерь в электрических сетях проводятся по утверждённой Минэнерго РФ инструкции[5]. Однако, при расчёте нагрузочных потерь в данном документе не рассматриваются потери, обусловленные низким качеством электроэнергии по таким показателям как несинусоидальность и несимметрия. В тоже время учёт потерь электроэнергии от высших гармонических составляющих тока и токов обратной последовательности помогут разработке эффективных мер по сокращению потерь в электрических сетях. Это является важным пунктом в учёте качества электроэнергии при расчёте потерь электроэнергии.

Ещё одним важным пунктом является тарифообразование. Тариф на электроэнергию имеет две составляющие: 1) плата за обслуживание электрических сетей; 2) плата за технологический расход электроэнергии на её транспорт и распределение [6]. Исходя из раздела 1.1.3, коммерческие потери не включаются в тариф из-за неосуществимости их расчёта и обоснования.

Таким образом, потери электроэнергии, вызванные несинусоидальностью и несимметрией токов, хоть и являются техническими потерями, но включаются в разряд коммерческих и, следовательно, не включаются в тариф [1]. Это ведёт к тому, что электроэнергетические предприятия по транспортировке ЭЭ теряют доход, следовательно, государство имеет недоплату налогов в бюджет.

Существует пять методик расчёта потерь электроэнергии по сети в целом. Все они представлены в инструкции Минэнерго РФ [5], которая на данный момент является единственным документом, на основе которого рассчитываются потери во всех энергетических организациях страны.

Потери могут быть рассчитаны по следующим методикам:

- 1) оперативных расчётов;
- 2) расчётных нагрузок;
- 3) средних нагрузок;
- 4) числа часов наибольших потерь мощности;
- 5) оценки потерь по обобщённой информации о схемах и нагрузках сети.

Основным минусом всех этих методик является низкая точность, т.е. большая погрешность расчёта. Данный недостаток является главной проблемой в расчётах потерь электроэнергии.

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

Рассмотрим порядок расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в ВЛ для условно постоянного промежутка времени, изложенный в инструкции Минэнерго РФ [5], чтобы полностью рассмотреть существующие недостатки методик. Формула по расчёту нагрузочных потерь в ЛЭП, кабельных линиях, шинпроводах или двухобмоточных трансформаторах имеет вид:

$$\Delta W_{nj} = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^M (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3} = R \cdot \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j \right) \cdot 10^3, \text{кВт} \cdot \text{ч} \quad (1.3.1)$$

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.

Таким образом, потери мощности и ЭЭ в элементах сети зависят от двух параметров: сопротивления элемента и тока, проходящего по нему.

Рассмотрим данные параметры для ВЛ. Активное сопротивление ВЛ определяется на основе справочных данных проводов по формуле:

$$R_{ВЛ} = r_0^{20} \cdot \frac{L + 0.004 \cdot (\Theta - 20)}{n_{ц}}, \text{Ом} \quad (1.3.2)$$

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, °С; $n_{ц}$ - количество параллельных цепей, шт.

В реальных условиях температура провода не известна и поэтому методикой допускается при расчётах принимать её равной 20°C.

Таким образом, расчёт потерь ЭЭ в ВЛ суммируется из нагрузочных потерь, найденных по формуле (1.1), и климатических, являющиеся потерями на корону.

Так как потери мощности не зависят от нагрузки, то они не учитываются[5]. Поэтому они представлены в виде таблиц «Удельные потери электроэнергии на корону» и зависят от продолжительности конкретных видов погоды. Предусмотрена таблица «Удельные годовые потери электроэнергии на корону» в случаях отсутствия информации о погодных условиях на расчётный период, по которой можно оценить уровень потерь на корону по каждому региону Российской Федерации.

Действующее значение тока определяется из формулы:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_m^2 \sin^2 \omega t dt} = \frac{I_m}{\sqrt{2}} = 0.707I_m \quad (1.3.3)$$

Исходя из формулы (1.1), $I_j^2 = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2}$, т.е. квадрат тока, протекающего по ВЛ, определяется 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.

Согласно [4], дополнительные потери активной мощности в ВЛ, вызванные протеканием токов высших гармоник, могут быть определены по следующей формуле:

$$\Delta P_{\Sigma n} = 3 \sum_{n=2}^m I_{(n)}^2 R_1 k_{r(n)}, \quad (1.3.4)$$

где n - номер гармоники; m – число учитываемых гармоник; $I_{(n)}$ - ток n -й гармоники; R_1 – активное сопротивление на основной частоте; $k_{r(n)}$ – коэффициент изменения активного сопротивления токоведущих частей n -й гармоники. Как правило, его принимают равным: $k_{r(n)} = 0,47\sqrt{n}$

Влияние частоты высших гармоник на активное и реактивное сопротивление проводов марок АС и АСО, а также кабелей напряжением 6-35 кВ различного сечения исследовалось экспериментально. Было получено, что активное сопротивление проводника на частоте n -й гармоники равно:

$$r_{0(n)} = r_0(K_{\text{пн}} + K_{6n}), \quad (1.3.5)$$

Где r_0 - удельное сопротивление проводника постоянному току (с учётом температуры; $K_{\text{пн}}$ - коэффициент, учитывающий явление поверхностного эффекта и равный $K_{\text{пн}} = 0,021\sqrt{f}$ - для меди, $K_{\text{пн}} = 0,01635\sqrt{f}$ - для алюминия; коэффициент K_6 учитывает эффект близости проводников в линии электропередачи

$$K_{6n} = \frac{1,18 + K_{\text{пн}}}{K_{\text{пн}} + 0,27} \left(\frac{d}{a}\right)^2, \quad (1.3.6)$$

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

Поэтому при наличии в сети мощных источников высших гармоник тока целесообразно использовать алюминиевые провода, в которых в меньшей степени выражен поверхностный эффект. Что касается эффекта близости, то его обязательно нужно учитывать для кабельных линий. Для воздушных линий, если $a > 50$ мм, эффект близости не учитывают[2]. Тогда выражение для расчёта потерь от высших гармоник в ЛЭП примет вид:

$$\Delta P_{\Sigma \text{в.г.л}} = 3r_0 I \sum_2^n I_{(n)}^2 (K_{\text{пн}} + K_{6n}), \quad (1.3.7)$$

Дополнительные потери в конденсаторных батареях и фильтрокомпенсирующих устройствах.

Наибольшее влияние на режимы работы КБ и ФКУ оказывают высшие гармоники. В первую очередь это связано с возможностью возникновения резонансных явлений, которые могут привести к перегрузкам элементов сети и даже выходу из строя электрооборудования.

При несинусоидальном напряжении на зажимах КБ в диэлектрике появляются дополнительные активные потери, обусловленные высшими гармониками, которые находят по формуле

$$\Delta P_{\Sigma \text{диэл}} = \omega \sum_1^n U_{(n)}^2 n \operatorname{tg} \delta_n C, \quad (1.3.8)$$

Здесь ω — номинальная угловая частота; $U_{(n)}$ — напряжение n -й гармоники; C — емкость батареи; $tg\delta_n$ — коэффициент диэлектрических потерь на n -й гармонике.

Значение $tg\delta$ при частоте до 1000 Гц можно принять равным номинальному значению для данного типа диэлектрика. В диапазоне частоты от 1000 до 3000 Гц значение $tg\delta$ возрастает примерно в 1,5 раза. Емкость конденсатора при частотах до 3000 Гц можно принять $C_n = C_{ном} = const$. В результате таких допущений получаем формулу для определения диэлектрических потерь:

$$\Delta P_{\Sigma_{\text{диэл}}} = \omega C_{ном} tg\delta_{ном} \left(\sum_{n=1}^{20} U_{(n)}^2 n + 1.5 \sum_{n=21}^{40} U_{(n)}^2 n \right), \quad (1.3.9)$$

или

$$\Delta P_{\Sigma_{\text{диэл}}} = U_{ном}^2 \omega C_{ном} tg\delta_{ном} \left(\sum_{n=1}^{20} K_{U(n)}^2 n + 1.5 \sum_{n=21}^{40} K_{U(n)}^2 n \right), \quad (1.3.10)$$

где $U_{ном}^2 \omega C_{ном} tg\delta_{ном}$ - номинальные потери в диэлектрике от основной гармонической составляющей напряжения.

Потери в реакторах определяются по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma_{\text{м}}} = 3 \sum_1^n I_{(n)}^2 r_1 k_{r(n)}, \quad (1.3.11)$$

где $I_{(n)}$ — ток n -й гармоники, в реакторе; r_1 — активное сопротивление на основной частоте; $k_{r(n)}$ — коэффициент изменения активного сопротивления на частоте n -й гармоники.

Потери в LC-фильтре слагаются из потерь в реакторе и потерь в КБ на частотах гармоник, на которые настроен фильтр, и 1-й гармоники. Потерями от остальных высших гармоник, проникающих в фильтр можно пренебречь.

Следует отметить, что уменьшение активных потерь в сети при наличии ФКУ происходит за счет компенсации реактивной мощности. Потери в ФКУ в ряде случаев могут превосходить потери от высших гармоник в сети без ФКУ. Это значит, что применение ФКУ способствует увеличению суммарных потерь.

Отношение потерь в сети на частоте n -й гармоники $\Delta P_{\Sigma nc}$ при отсутствии ФКУ и потерь в ФКУ равно $\frac{\Delta P_{(n)ФКУ}}{\Delta P_{(n)c}} = \frac{1}{k_p n k q_{rp}}$. Здесь $k_p = \frac{Q_{\text{ном КБ}}}{S_k}$; $Q_{\text{ном КБ}}$ – номинальная мощность КБ; S_k – мощность короткого замыкания в узле подключения ФКУ; $k = \frac{r}{x}$ – отношение активного и реактивного сопротивлений сети; q_{rp} – добротность ФКУ.

При $k_p = (0.25 \div 0.5) \cdot 10^{-2}$, $k_r = 0.3$ и $Q_{rp} = 10$ для $n = 5, 7, 13$:
 $\frac{\Delta P_{(n)ФКУ}}{\Delta P_{(n)c}} \approx 1 \div 3$.

Соотношение $\Delta P_{(n)ФКУ} < \Delta P_{(n)c}$ имеет место только при очень больших мощностях ФКУ ($k_p > 10^{-2}$) и высоких добротностях фильтрующих цепей, а также при резонансном повышении напряжения в сети на частотах высших гармоник при отсутствии ФКУ.

1.4. Снижение добавочных потерь в электроэнергетических системах

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 [10,11]:

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 [10,11].

Высшие гармоники не рассматриваются в качестве причин потерь мощности и электроэнергии. Их рассматривают лишь как источники помех, ухудшающих питающее напряжение. Поэтому мероприятия по их устранению

относятся к вопросам обеспечения качества напряжения или электромагнитной совместимости.

1.4.1. Ограничение уровня гармоник

Включение линейных дросселей

Простейшим способом снижения уровня генерируемых нелинейными нагрузками высших гармоник тока во внешнюю сеть является последовательное включение линейных дросселей. Такой дроссель имеет малое значение индуктивного сопротивления на основной частоте 50 Гц и значительные величины сопротивлений для высших гармоник, что приводит к их ослаблению. При этом снижается коэффициент амплитуды (кредит-фактор) и коэффициент искажения входного тока. Дроссели могут быть установлены как внутри ИБП, так и расположены на выходном конце кабеля (т.е. на стороне нагрузки). Тогда токи третьей гармоники циркулируют между нагрузкой и фильтром, частично снижая суммарный ток в проводнике нейтрали.

Обеспечение симметричного режима

Обеспечение симметричного режима работы трехфазной системы. В первую очередь необходимо добиться, насколько это возможно, сбалансированности нагрузок по фазам. При этом обеспечивается минимальный ток в проводнике нейтрали и минимальное содержание гармоник в выходном напряжении ИБП. Соответствующие схемы контроля и управления в ИБП будут поддерживать номинальное действующее значение выходного напряжения, в то же самое время стремясь обеспечить его синусоидальную форму. Не всегда возможно одновременно выполнить обе эти функции.

Применение пассивных фильтров

Применение последовательно включенных линейных дросселей в ряде случаев не позволяет уменьшить гармонические искажения тока до желаемых пределов. В этом случае целесообразно применение пассивных LC-фильтров, настроенных на определенный порядок гармоник. Для улучшения гармонического состава потребляемого тока такие фильтры нашли широкое

применение в системах с источниками бесперебойного питания (UPS). Подключение фильтра на входе шестиполупериодного выпрямителя при 100% нагрузке UPS обеспечивает снижение коэффициента искажения тока до величины 8-10% . Значения этого коэффициента в системе без фильтра может достигать 30% и более.

Различают следующие разновидности пассивных фильтров:

- некомпенсированный LC-фильтр;
- скомпенсированный LC-фильтр;
- некомпенсированный LC-фильтр с коммутатором.

Некомпенсированный фильтр содержит продольную индуктивность $Dp1$ и поперечную цепь, состоящую из последовательно включенных индуктивности $Dp2$ и емкости C , настроенных на определенную гармонику. Если фильтр настроен на 5-ую гармонику, то сопротивление поперечной цепи близко к нулю и ток, потребляемый от источника, не будет содержать эту гармонику. Фильтрующие устройства, разработанные на основе пассивных реактивных элементов, достаточно разнообразны. Для подавления гармонических составляющих используются следующие пассивные фильтрующие устройства:

- поперечные компенсаторы;
- продольные заградительные контуры;
- поперечные резонансные цепи;
- П-образные фильтрующие звенья.

Применение специальных разделительных трансформаторов.

Разделительный трансформатор с обмотками "треугольник-звезда" позволяет эффективно бороться с гармониками, кратными третьей, при сбалансированной нагрузке. Для ослабления влияния несимметрии нагрузки и уменьшения тока нейтрали применяют "перекрестную" (зигзагообразную) систему обмоток, где вторичная обмотка каждой фазы разбита на две части и размещена на разных стержнях магнитопровода трансформатора.

Применение магнитных синтезаторов.

Магнитный синтезатор обеспечивает защиту нагрузки от различных искажений электропитания, в частности, от провалов и выбросов напряжения, импульсных и высокочастотных помех, наличия высших гармоник, вызывающих искажения синусоидальной формы входного напряжения. Выходное напряжение магнитного синтезатора на каждом полупериоде основной частоты генерируется путем объединения шести прямоугольных импульсов от связанных между собой трансформаторов с насыщением, аналогично инверторам со ступенчатым (пошаговым) принципом управления. Однако магнитный синтезатор не содержит каких-либо силовых полупроводниковых элементов, выполняя функцию стабилизатора напряжения.

Применение активного кондиционера гармоник

Активный кондиционер гармоник (Active Harmonic Conditioner - АНС) в отличие от магнитного синтезатора подключается не последовательно с нелинейной нагрузкой, а параллельно ей. Принцип действия активного кондиционера гармоник (АКГ) основан на анализе гармоник тока нелинейной нагрузки и генерировании в распределительную сеть таких же гармоник тока, но с противоположной фазой. Как результат этого, высшие гармонические составляющие тока нейтрализуются в точке подключения АКГ. Это означает, что они не распространяются от нелинейной нагрузки в сеть и не искажают напряжения первичного источника энергии.

Снижение полного сопротивления распределительной сети

Это один из эффективных методов снижения нелинейных искажений. Кабели и сборные шины имеют полное сопротивление, которое прямо связано с длиной линий. Увеличение сечения кабелей (проводов) снижает активное сопротивление распределительной сети, но не снижает ее индуктивность. Максимальное эффективное сечение жил кабелей (проводов) составляет приблизительно 95 кв. мм. С дальнейшим увеличением сечения кабелей их индуктивность остается относительно постоянной. Очевидно, что более эффективным будет использование параллельно соединенных кабелей или шин выключателей, однако необходимы относительно сложные схемы защит.

Использование электромашинных преобразователей.

Одним из наилучших вариантов исключения влияния нелинейных нагрузок на основную сеть электроснабжения является использование машинного преобразователя переменного напряжения одного уровня в переменное напряжение другого или того же уровня

Выводы к главе 1

1. 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.

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 аппараты моделирования сетей.

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 распределённость параметров на высших гармониках, несимметрию параметров и токов основной и высших гармоник. Однако, основываясь на них, можно рассчитать добавочные потери. Основные, реализуемые на сегодня, мероприятия и средства по сокращению потерь направлены на борьбу с потерями, обуславливаемыми перетоками реактивной мощности, но не с несинусоидальностью. Однако, существуют методы для ограничения уровня гармоник, такие как: применение пассивных фильтров, включение дросселей, обеспечение симметричного режима и т.д.

2. Инструментальное обследование параметров режима работы ВЛ

2.1. Описание переносного электроанализатора AR-5

Портативный анализатор количества и показателей качества электрической энергии (ПКЭ) AR.5 предназначен 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 [13].

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

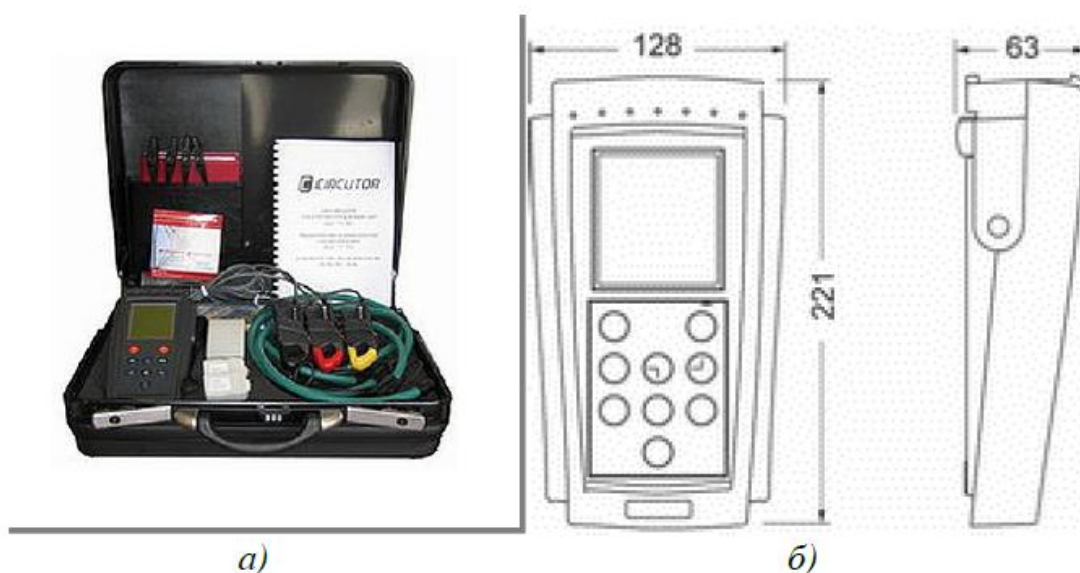


Рисунок 2.1 - Энергоанализатор AR.5 (а) комплект прибора, (б) габаритные размеры

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 [13].

Электроанализатор работает в портативном режиме, так как имеется 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 220/380В посредством датчиков тока и потенциальных проводов и к высоковольтным сетям подключаются 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 к 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).

Присоединить клещи к каждому фазному проводу, при этом каждая фаза тока должна совпадать с фазой по напряжению.

Для достоверности измеряемых параметров необходимо учитывать способы подключения, указанные в приложении к прибору.

- 3) Включить электроанализатор.

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 уставки клещей, прибор подаст сигнал на замену.

4) 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) [13].

2.2. Инструментальное энергообследование ВЛ 110 кВ

Для оценивания несинусоидальности кривых напряжения и тока в сети с помощью программного комплекса Power Vision обработаны данные, снятые с двух ВЛ 110 кВ, входящих в сеть Алтайской энергосистемы, и двух ВЛ 110 кВ, входящих в сети филиала ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго». Данные получены в ходе обследования, которое было проведено сотрудниками Регионального Центра Ресурсосбережения.

В течение суток с помощью энергоанализатора AR.5 зафиксированы фазные напряжения линии 110 кВ. Измеренные величины записываются в память прибора, откуда затем накопленные данные загружаются в компьютер, после данные обрабатываются и анализируются в программном комплексе.

В ходе анализа получены значения параметров, характеризующих степень искажения синусоидальной формы кривых напряжения и тока. На основании полученных данных напряжений и токов в программе 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.

2.2.1. ВЛ 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»(АК-18)

Место подключения прибора – цепи 100 В трансформаторов напряжения 110000/100 секции и вторичные цепи трансформаторов тока линии.

На рисунке 2.2 представлена схема участка сети 110 кВ ПС «Арбузовская»-ПС «Корчинская».

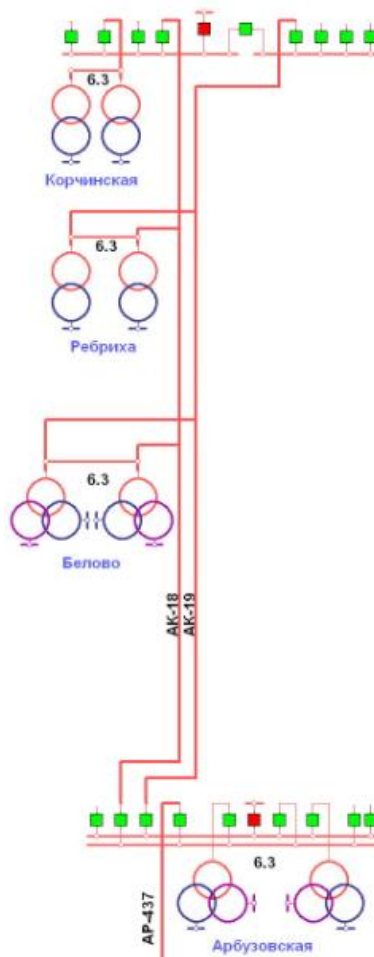


Рисунок 2.2 - Нормальная схема ВЛ 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»

Данная линия выполнена из провода марки АС-150, соединяет подстанции «Арбузовская» и «Корчинская». Длина линии составляет 23 км.

Суточное изменение фазных токов ВЛ «Арбузовская-Корчинская» представлены на рисунке 2.3. Амплитуда параметра варьируется в пределах от 12,826 А до 46,173 А, следует отметить, что линия по току слабозагружена, т.к. согласно ПУЭ для марки проводом АС-150/24 длительный ток 450 А [14].

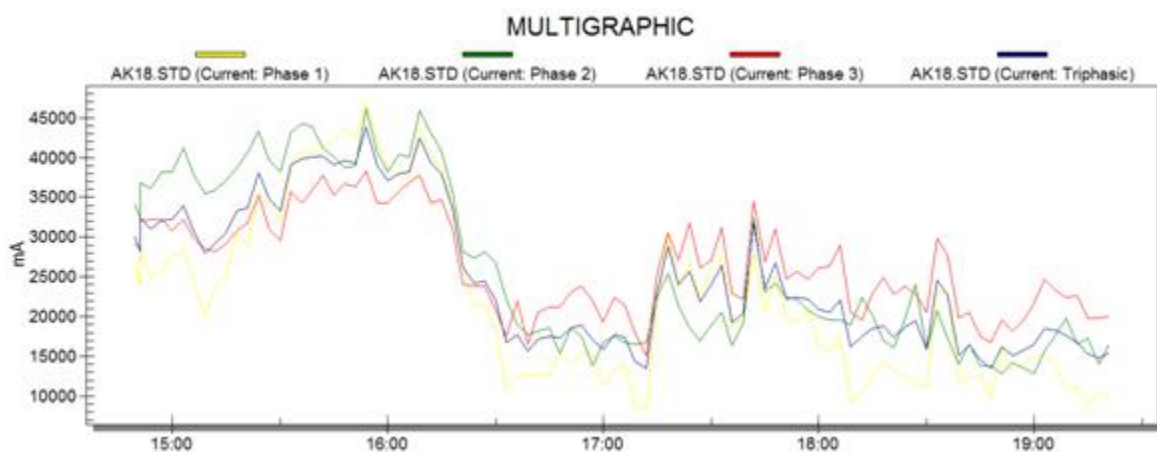


Рисунок 2.3 - График изменения фазных токов нагрузки ВЛ 110 кВ АК-18

По рисунку 2.4 можно заметить, что нарушение синусоидальности тока значительно, т.к. положение кривой усугубляется слабой загрузкой линии, в результате чего развиваются резонансные явления на частотах высших гармоник. Коэффициент искажения синусоидальности кривых напряжений и токов представлено в процентах от основных гармоник напряжения и тока.

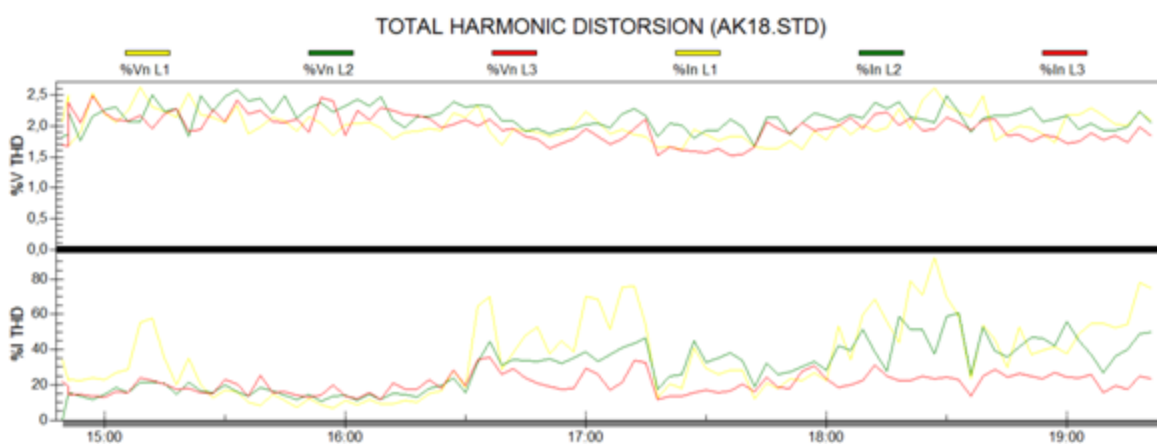


Рисунок 2.4 - График изменения коэффициентов искажения синусоидальности по напряжению на шинах 110 кВ и току линии АК-18

На данных графиках видно, что коэффициент искажения синусоидальности напряжения на шинах достигает 2,5%. Согласно ГОСТу 32144-2013 [9], нормально допустимое значение K_U при напряжении 110 кВ равно 2%. Из этого следует, что коэффициент искажения синусоидальности напряжения на шинах ПС 110 кВ «Арбузовская» превышают нормированное

значение на 0,5%. Коэффициент искажения синусоидальности тока линии АК-18 достигает 95% по фазе А.

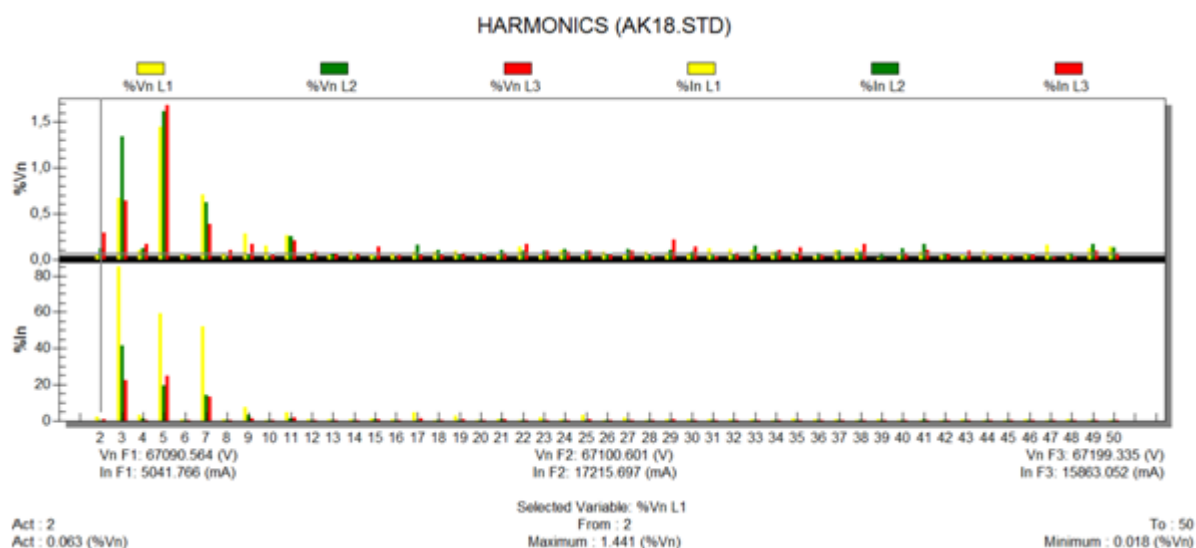


Рисунок 2.5 - Гистограммы гармонических составляющих напряжении на шинах 110 кВ подстанции (верхние графики) и тока линии АК-18 (нижние графики).

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. На рисунке 2.5 видно, что наибольшие коэффициенты гармонических составляющих напряжения на шинах наблюдаются у гармоник нечётного порядка.

Наиболее существенный вклад в искажения синусоидальности вносят гармоники:

- по напряжению 3(1,3%), 5(1,7%), 7(0,7%);
- по току 3(85%), 5(55%), 7(50%).

Наибольшее значение коэффициента наблюдается у 5-ой гармонической составляющей напряжения. Согласно ГОСТ 32144-2013 [9], допустимое значение коэффициента 5-ой гармонической составляющей напряжения для 110 кВ равняется 1,5%. Из этого следует, что величина коэффициента 5-ой

гармонической составляющей напряжения превышает нормируемый предел на 0,2%.

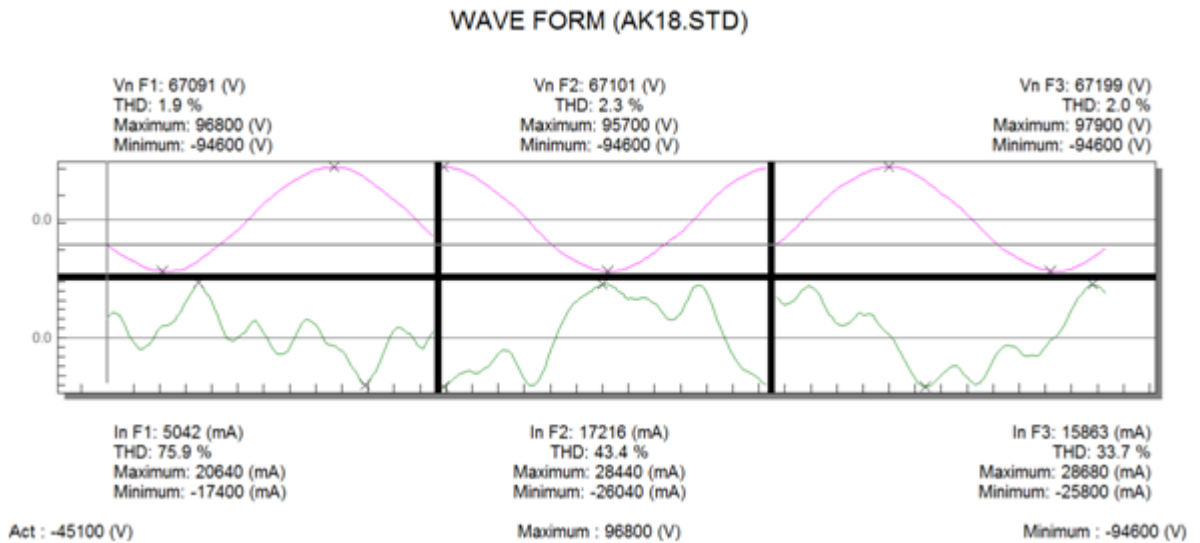


Рисунок 2.6 - Осциллограммы фазных напряжений на шинах 110 кВ подстанции (верхние графики) и тока линии АК-18(нижние графики)

Осциллограммы фазных напряжений и токов показаны на рисунке 2.6. Видно, как сильно искажена форма кривой тока в момент времени, когда коэффициент искажения синусоидальности тока линии равен максимальному значению на всём измеряемом временном интервале. Это вызвано действием гармоники тока, указанных выше, а уровень искажения по напряжению незначителен.

2.2.2. ВЛ 110 кВ «Сысоево-Промзона»(PZSIS1)

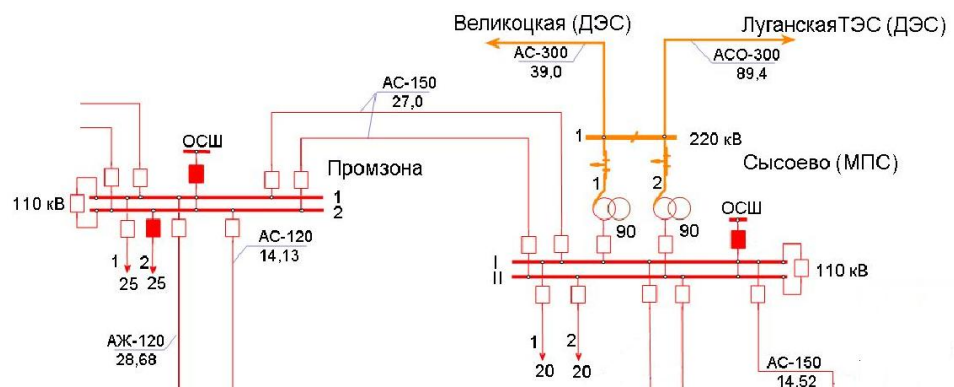


Рисунок 2.7 - Нормальная схема ВЛ 110 кВ «Сысоево-Промзона»

На рисунке 2.7 показана схема участка сети 110 кВ ПС «Сысоево»-ПС «Промзона».

Данная линия двухцепная. Выполнена из провода марки АС-150. Длина линии составляет 27 км. ВЛ соединяет ПС 110 кВ «Промзона» и ПС 110 кВ «Сысоево». Изменение фазных токов линии «Промзона-Сысоево» представлены на рисунке 2.8. Наиболее высокое значение тока составляет 157 А по фазе В, что для линии с маркой провода АС-150/24 является не значительным. Минимальное значение тока равняется 39,182 А по фазе А.

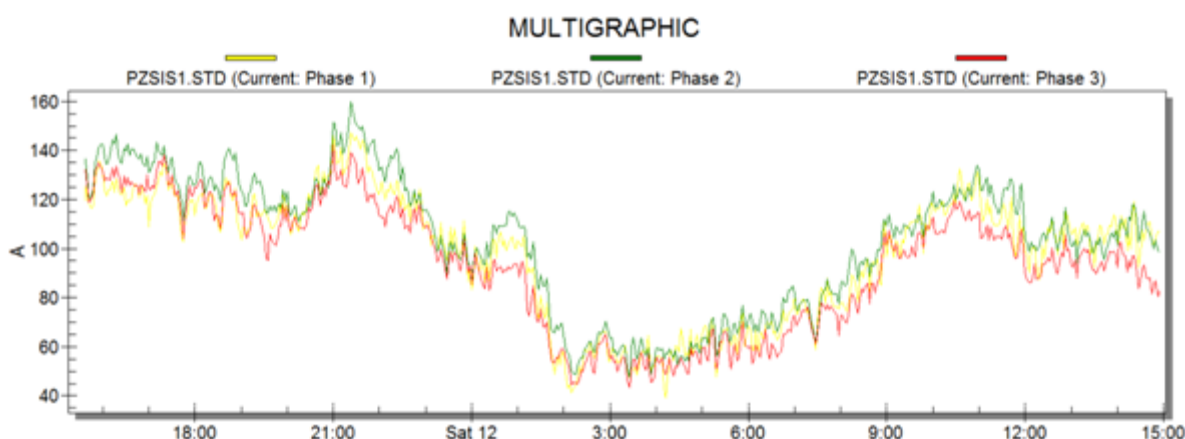


Рисунок 2.8 - График изменения фазных токов нагрузки ВЛ 110 кВ «Сысоево-Промзона»

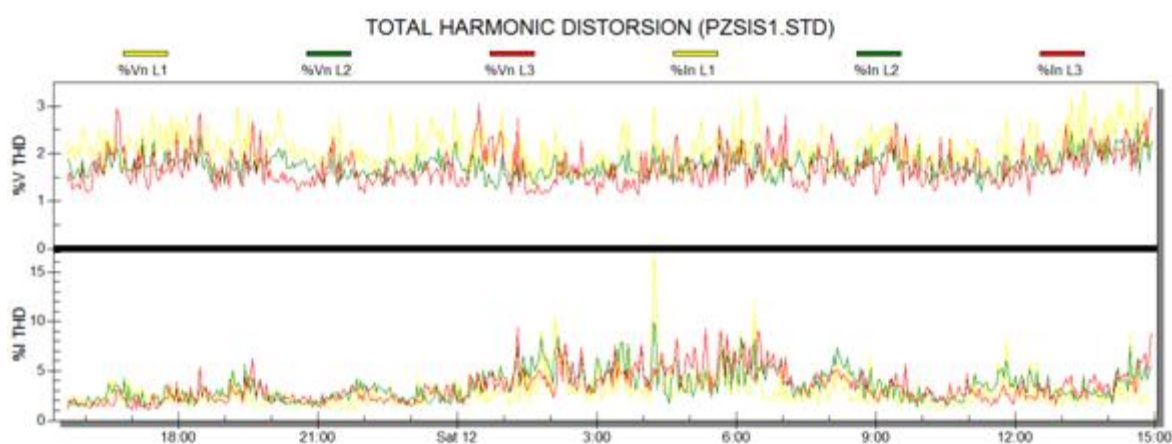


Рисунок 2.9 - График изменения коэффициентов искажения синусоидальности по напряжению на шинах 110 кВ и току линии 110 кВ «Сысоево-Промзона»

На графике изменения коэффициентов искажения синусоидальности по напряжению мы видим, что максимальное значение коэффициента искажения

в некоторые моменты времени превышает 3%. Тогда как нормально допустимое значение, согласно ГОСТ 32144-2013 [9], равно 2%.

Коэффициент искажения синусоидальности тока линии 110 кВ «Сысоево-Промзона» достигает 15%.

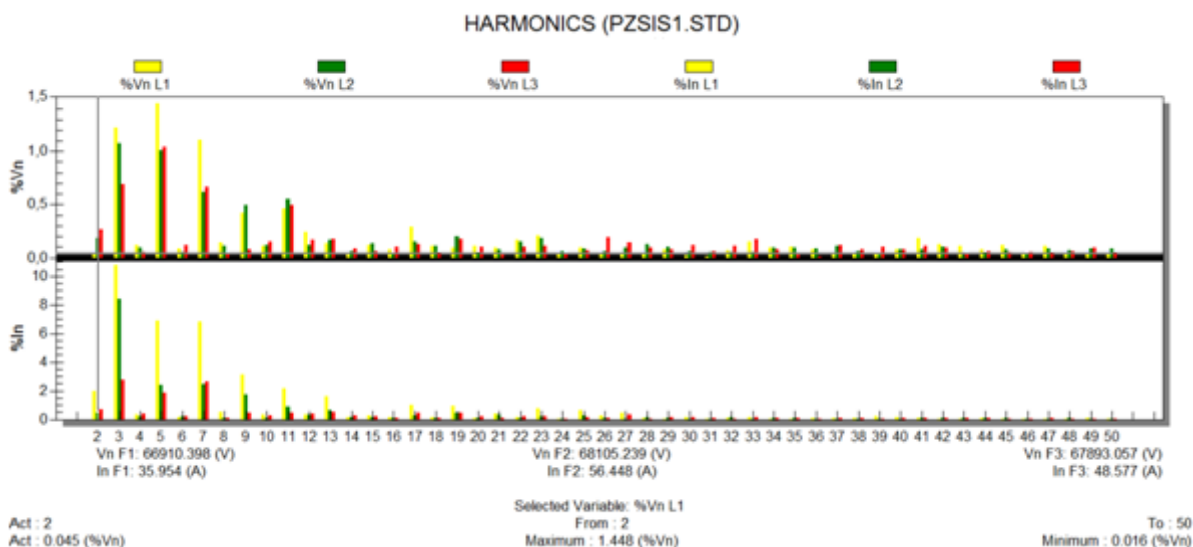


Рисунок 2.11 - Гистограммы гармонических составляющих напряжении на шинах 110 кВ подстанции (верхние графики) и тока линии 110 кВ «Сысоево-Промзона»

На рисунке 2.11 видно, что коэффициенты гармонических составляющих напряжения на шинах не превышают нормируемые значения. Согласно ГОСТ 32144-2013 [9], допустимое значение коэффициента 3-ей и 5-ой гармонической составляющей напряжения для 110 кВ равняется 1,5%, а для 9-ой гармонической составляющей напряжения для 110 кВ равняется 0,4%.

WAVE FORM (PZSIS1.STD)

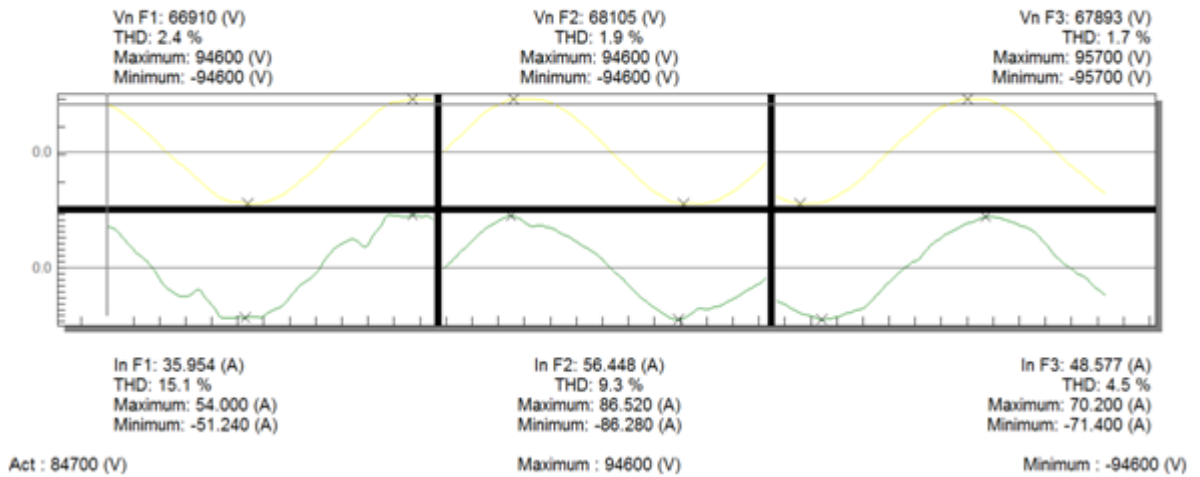


Рисунок 2.12 - Осциллограммы фазных напряжений на шинах 110 кВ подстанции (верхние графики) и тока линии 110 кВ «Сысоево-Промзона» (нижние графики)

На рисунке 2.12 видно, что уровень искажения синусоидальности по напряжения не обнаружено, а по току выражено слабыми искажениями.

2.2.3. Инструментальное обследование параметров режима работы ВЛ 110 кВ «Р29-Чалтырь»

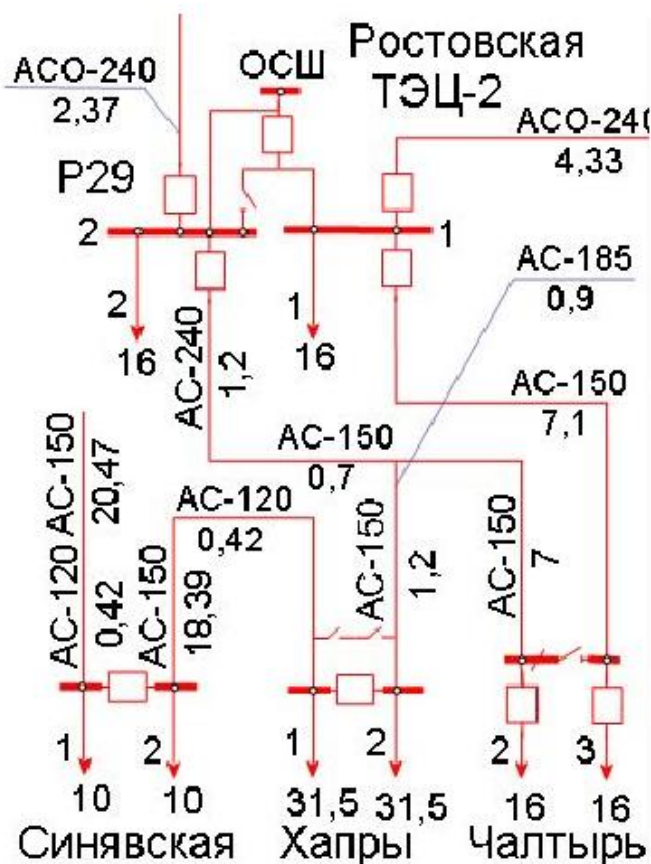


Рисунок 2.13 - Нормальная схема ВЛ 110 кВ «Р29-Чалтырь» (CHALT)

Данная линия одноцепная. Выполнена из провода марки АС-150. Длина линии составляет 7,1 км. ВЛ соединяет ПС 110 кВ «Р-29» и ПС 110 кВ «Чалтырь».

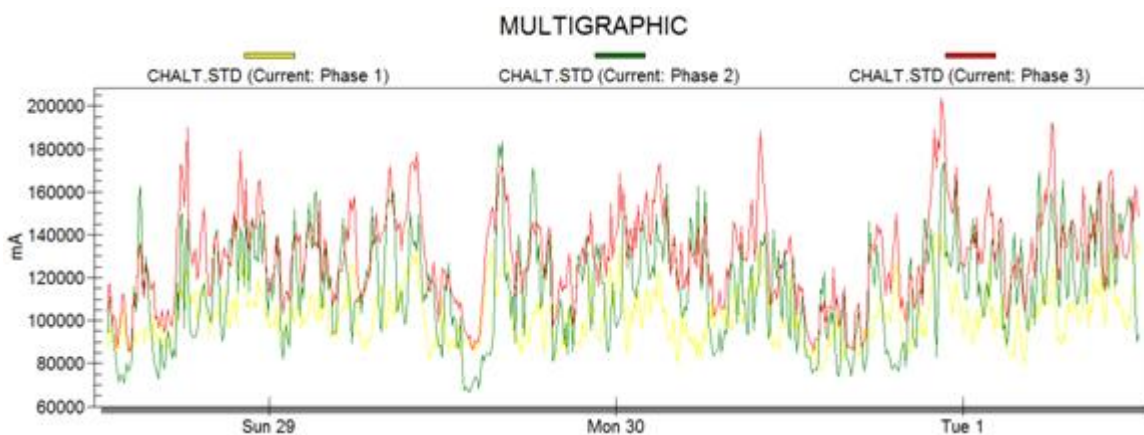


Рисунок 2.14 - График изменения фазных токов нагрузки ВЛ 110 кВ «Р29-Чалтырь»

В суточном интервале фазные токи в линии «Р29-Чалтырь» наблюдается не стабильным. Фазные токи колеблются в пределах от 70 А до 200 А. График изменение фазных токов показано на рисунке 2.14.

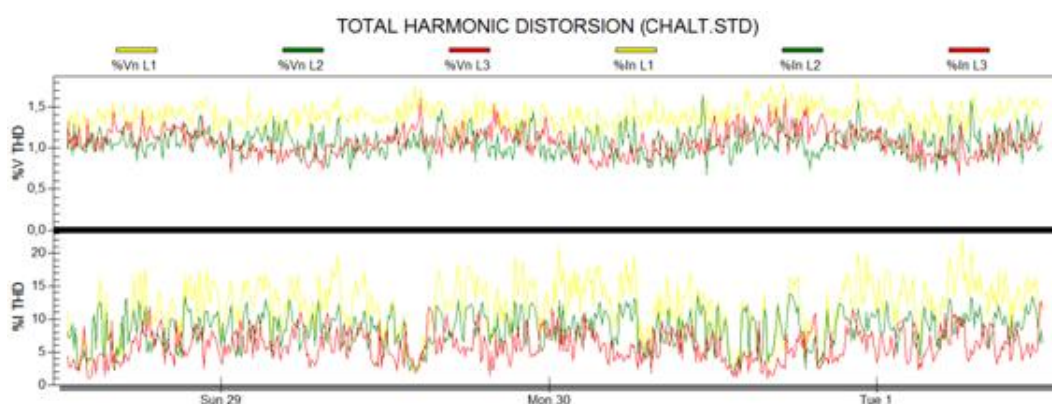


Рисунок 2.15 - График изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжения на шинах 110 кВ и тока линии «Р29-Чалтырь»

Коэффициент искажения синусоидальности за период наблюдения изменился в пределах:

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

Гармонические разложения тока и напряжения представлены на рисунке 2.16.

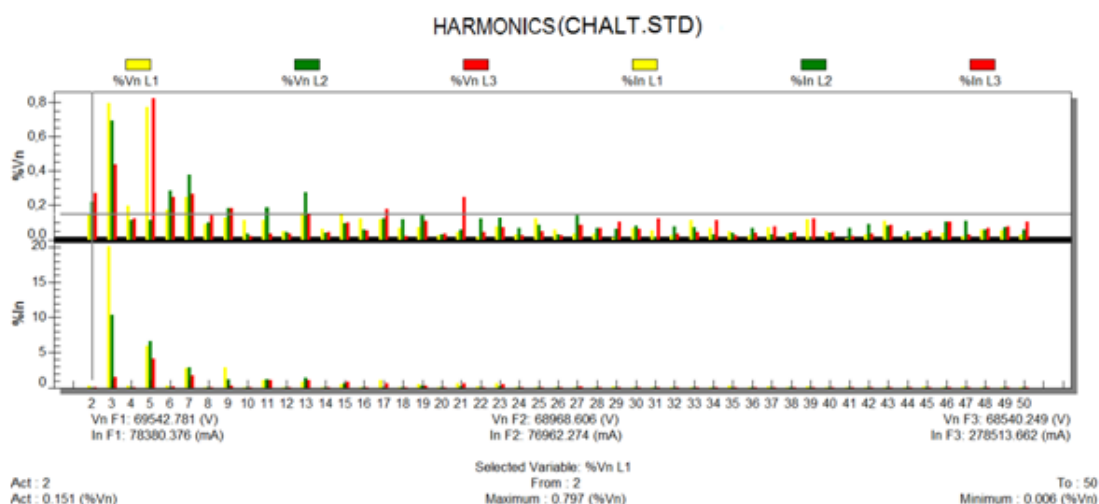


Рисунок 2.16 - Гистограммы гармонических составляющих напряжении на шинах 110 кВ подстанции (верхние графики) и тока линии «Р29-Чалтырь» (нижние графики)

При гармоническом разложении кривых тока и напряжения коэффициенты гармоник составили:

- по напряжению 3 (0,8%), 5 (0,82%);

по току 3 (20%), 5 (6%).

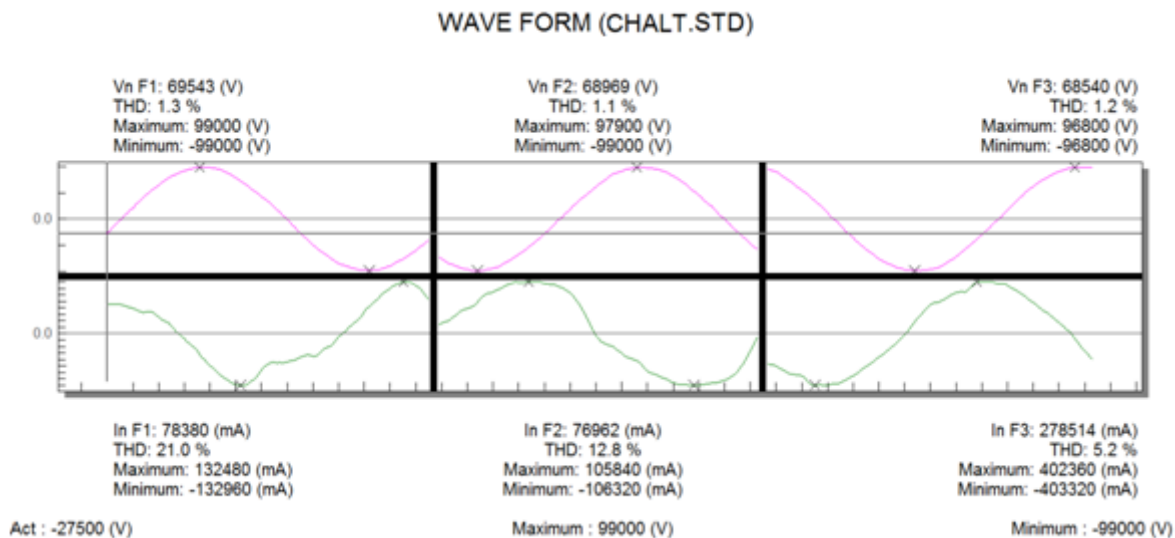


Рисунок 2.17 - Осциллограммы фазных напряжений на шинах 110 кВ подстанции (верхние графики) и тока линии «Р29-Чалтырь» (нижние графики)

Осциллограммы напряжения и тока показывают, что уровень искажения незначителен.

Вывод к главе 2

1. Для регистрации несинусоидальных режимов в энергетических системах настоящее время применяются специализированные приборы, такие как переносной электроанализатор AR-5, который необходим для дальнейшего применения в расчетах несинусоидальных режимов и потерь.

2. Проведенные измерения режимов линии сети Алтайской энергосистемы и сети филиала ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» показали наличие несинусоидальных режимов. Это вызвано низкой загруженностью ВЛ, что может служить причиной резонансных режимов и негативно отражаться на качестве электроэнергии по показателям несинусоидальности.

3. Коэффициенты мощности большинства ВЛ уменьшаются в ночные часы (в промежутке с 23.00 до 7:00), что также может увеличивать несинусоидальность токов и напряжений в эти периоды суток.

4. Несинусоидальные режимы характеризуются:

- Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения на некоторых воздушных линиях 110 кВ достигает 3 %;
- Коэффициент искажения синусоидальности кривых токов ВЛ 110 кВ «Арбузовская-Корчинская» достигает 95%.
- Гармонический состав включает гармоники с порядковыми номерами: 3,5,7,11,13, что вызвано работой нелинейных нагрузок.

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 то же 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 линии с искаженными и несимметричными напряжениями и токами приведено в коллективной работе авторов [15].

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 гармонике 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 [15]. Для несимметричной многопроводной линии, состоящей из m проводов и грозозащитных тросов данные уравнения на частоте n -й гармонике имеют следующий вид:

$$\dot{U}_x(\omega_n) = e^{-\lambda_u(\omega_n)x}A + e^{\lambda_u(\omega_n)x}B; \quad (3.1.1)$$

$$\dot{I}_x(\omega_n) = e^{-\lambda_i(\omega_n)x}C + e^{\lambda_i(\omega_n)x}D.$$

$$d\dot{U}_x/dx = -\dot{Z}(\omega_n)\dot{I}_x = -\lambda_u(\omega_n)e^{-\lambda_u(\omega_n)x}A(\omega_n) + \lambda_u(\omega_n)e^{\lambda_u(\omega_n)x}B(\omega_n) \quad (3.1.2)$$

$$d\dot{I}_x/dx = -\dot{Y}(\omega_n)\dot{U}_x = -\lambda_i(\omega_n)e^{-\lambda_i(\omega_n)x}C(\omega_n) + \lambda_i(\omega_n)e^{\lambda_i(\omega_n)x}D(\omega_n)$$

Здесь $\dot{U}_x(\omega_n), \dot{I}_x(\omega_n)$ - векторы-столбцы комплексных напряжений и токов частоты ω_n -н-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:

$$-\dot{Z}(\omega_n)\dot{I}_n = -\lambda_u(\omega_n)A(\omega_n) + \lambda_u(\omega_n)B(\omega_n); \quad (3.1.3)$$

$$-\dot{Y}(\omega_n)\dot{U}_n(\omega_n) = -\lambda_i(\omega_n)C(\omega_n) + \lambda_i(\omega_n)D(\omega_n);$$

в конце линии:

$$-\dot{Z}(\omega_n)\dot{I}_k(\omega_n) = -\lambda_u(\omega_n)e^{-\lambda_u(\omega_n)l}A(\omega_n) + \lambda_u(\omega_n)e^{\lambda_u(\omega_n)l}B(\omega_n); \quad (3.1.4)$$

$$-\dot{Y}(\omega_n)\dot{U}_k(\omega_n) = -\lambda_i(\omega_n)e^{-\lambda_i(\omega_n)l}C(\omega_n) + \lambda_i(\omega_n)e^{\lambda_i(\omega_n)l}D(\omega_n).$$

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:

$$\begin{aligned} \dot{U}_H(\omega_n) &= A(\omega_n) + B(\omega_n); \\ \dot{U}_K(\omega_n) &= e^{-\lambda_u(\omega_n)l}A(\omega_n) + e^{\lambda_u(\omega_n)l}B(\omega_n). \end{aligned} \quad (3.1.5)$$

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:

$$\begin{vmatrix} A(\omega_n) \\ B(\omega_n) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} E & E \\ e^{-\lambda_u(\omega_n)l} & e^{\lambda_u(\omega_n)l} \end{vmatrix}^{-1} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_H(\omega_n) \\ \dot{U}_K(\omega_n) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} H_{11} & H_{12} \\ H_{21} & H_{22} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_H(\omega_n) \\ \dot{U}_K(\omega_n) \end{vmatrix}, \quad (3.1.6)$$

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

Откуда следует:

$$\begin{aligned} A(\omega_n) &= H_{11}\dot{U}_H(\omega) + H_{12}\dot{U}_K(\omega) \\ B(\omega_n) &= H_{21}\dot{U}_H(\omega) + H_{22}\dot{U}_K(\omega) \end{aligned} \quad (3.1.7)$$

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:

$$\begin{aligned} \dot{I}_H(\omega_n) &= C + D. \\ \dot{I}_K(\omega_n) &= e^{-\lambda_i(\omega_n)l}C + e^{\lambda_i(\omega_n)l}D. \end{aligned} \quad (3.1.8)$$

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

$$\begin{vmatrix} C(\omega_n) \\ D(\omega_n) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} E & E \\ e^{-\lambda_i(\omega_n)l} & e^{\lambda_i(\omega_n)l} \end{vmatrix}^{-1} \times \begin{vmatrix} \dot{I}_H(\omega_n) \\ \dot{I}_K(\omega_n) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} W_{11} & W_{12} \\ W_{21} & W_{22} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{I}_H(\omega_n) \\ \dot{I}_K(\omega_n) \end{vmatrix} \quad (3.1.10)$$

Откуда следует:

$$\begin{aligned} C(\omega_n) &= W_{11}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{12}\dot{I}_K(\omega_n); \\ D(\omega_n) &= W_{21}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{22}\dot{I}_K(\omega_n). \end{aligned} \quad (3.1.11)$$

г) Определяются вектор-столбцы напряжений и токов в начале и в

конце линии $\dot{U}_H(\omega_n)$, $\dot{U}_K(\omega_n)$, $\dot{I}_H(\omega_n)$, $\dot{I}_K(\omega_n)$ с использованием уравнений системы (3.4) с учетом определенных значений векторов постоянных интегрирования:

$$Y(\omega_n)U_H(\omega_n) - \lambda_i(\omega_n)(W_{11}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{12}(\omega_n)\dot{I}_K(\omega_n)) + \lambda_i(\omega_n)(W_{21}\dot{I}_H(\omega_n) + W_{22}\dot{I}_K(\omega_n)) = 0 \quad (3.1.12)$$

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

$$Z(\omega_n)\dot{I}_H(\omega_n) - \lambda_u(\omega_n)(H_{11}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{12}\dot{U}_K(\omega_n)) + \lambda_u(\omega_n)(H_{21}\dot{U}_H(\omega_n) + H_{22}\dot{U}_K(\omega_n)) = 0 \quad (3.1.13)$$

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

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 [16], в соответствии с которой матричная функция определяется по формуле:

$$f(A) = \frac{1}{\Delta} \sum_{k=1}^n \Delta_{n-k} A^{n-k}. \quad (3.1.14)$$

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_i - 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 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 (3.1.1) 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 несинусоидальности.

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

В условиях 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 протекания токов высших гармонических составляющих. Поскольку эта составляющая не учитывается традиционными методами расчета, то в дальнейшем условимся её называть 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 несинусоидальности токов;

Ниже рассматривается методика расчета составляющих потерь электрической энергии и мощности на основе разработанных математических моделей режимов [17].

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:

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

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

$$\Delta P_{\text{доб.несин.}} = \Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{(1)}. \quad (3.2.4)$$

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

$$\Delta P_{(k)} = \sum_{i=1}^m r_{i(k)} \int_0^l I_{i,(k)}^2(x) dx, \quad (3.2.5)$$

На основе выполненных расчётов рассчитывается относительная величина потерь мощности:

- на частотах высших гармонических составляющих:

$$\Delta P_k \% = \frac{\Delta P_k}{\Delta P_{1(1)}} \times 100\%; \quad (3.2.6)$$

- добавочных потерь от несинусоидальности:

$$\Delta P_{доб.несин.} \% = \frac{\Delta P_{доб.несин.}}{\Delta P_{1(1)}} \times 100\%; \quad (3.2.7)$$

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

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{j=1}^N \frac{\Delta P_{\Sigma j} \frac{\Delta t}{60}}{1000}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (3.2.8)$$

где Δt - продолжительность интервала времени между измерениями (мин.), N - количество измерений за сутки: $N = 1440/\Delta t$

Суточные потери активной энергии от протекания токов основной частоты:

$$\Delta W_{(1)} = \sum_{j=1}^N \frac{\Delta P_{(1)j} \frac{\Delta t}{60}}{1000} \quad (3.2.9)$$

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

$$\Delta W_{1(1)} = \sum_{j=1}^N \frac{\Delta P_{1(1)j} \frac{\Delta t}{60}}{1000} \quad (3.2.10)$$

Суточные добавочные потери от несинусоидальности токов:

$$\Delta W_{доб.несинусоид.} = \sum_{j=1}^N \frac{\Delta P_{доб.несинус. j} \frac{\Delta t}{60}}{1000} \quad (3.2.11)$$

Относительные суточные добавочные потери от несинусоидальности ТОКОВ:

$$\Delta W_{доб.несинусоид.} \% = \frac{\Delta W_{доб.несинусоид.}}{\Delta W_{1(1)}} \times 100\%. \quad (3.2.12)$$

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

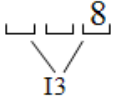
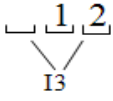
Программное обеспечение для расчета потерь электроэнергии в ЛЭП с распределенными параметрами написано на языке FORTRAN Power Station к.т.н. Харловым Н.Н. (РЦР НИ ТПУ).

3.3.1. Инструкция по пользованию программой

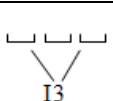
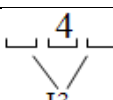
Файл «1.ПОДСТАНЦИЯ И ЕЕ ПРИСОЕДИНЕНИЯ»

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.

	пример ввода при расчете восьми присоединений
	пример ввода при расчете двенадцати присоединений

Недопустимо выходить за пределы трех позиций или «не доводить» до конца отведенных позиций. Примеры не правильного ввода:

	пример выхода вводимых данных за пределы отведенного пространства
	пример не полного заполнения отведенных позиций

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 рисунке 3.1 ниже.

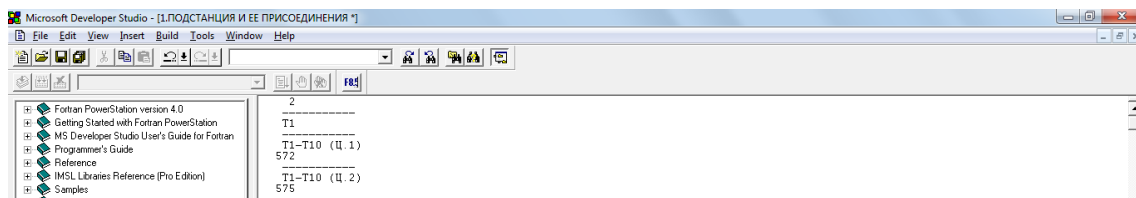


Рисунок 3.1 - Пример ввода данных 2 присоединений

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.

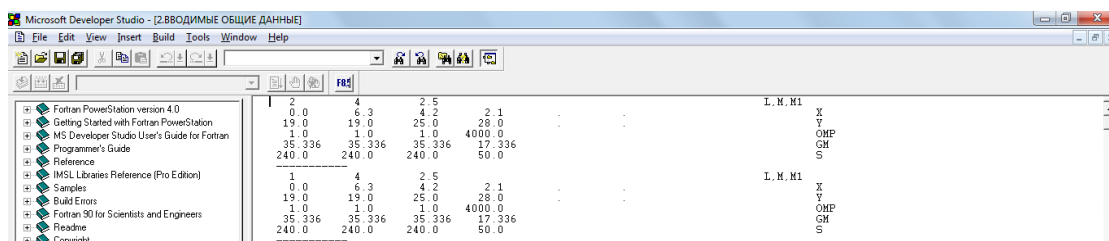


Рисунок 3.2 - Пример ввода общих данных

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 1 приведены координаты проводов одноцепной ЛЭП, расположенной на промежуточных опорах типа П110-3В (Рисунок 3.3).

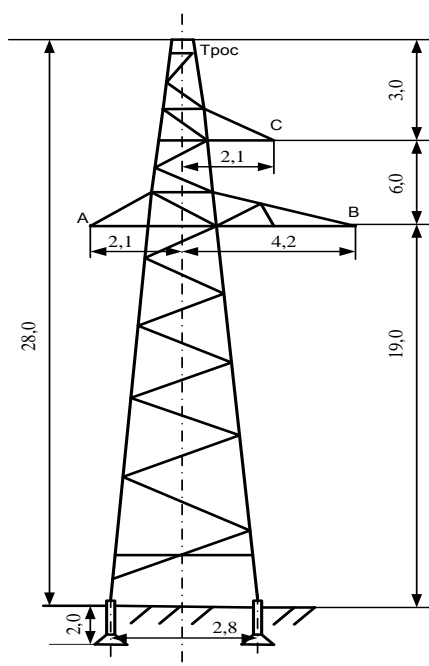
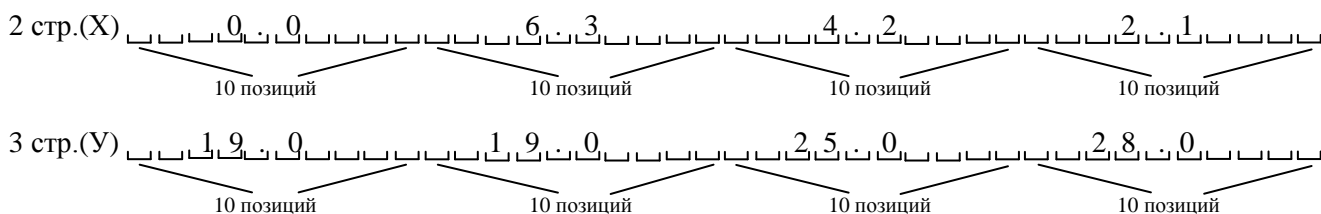


Рисунок 3.3 - Эпюр промежуточной опоры типа П110-3В

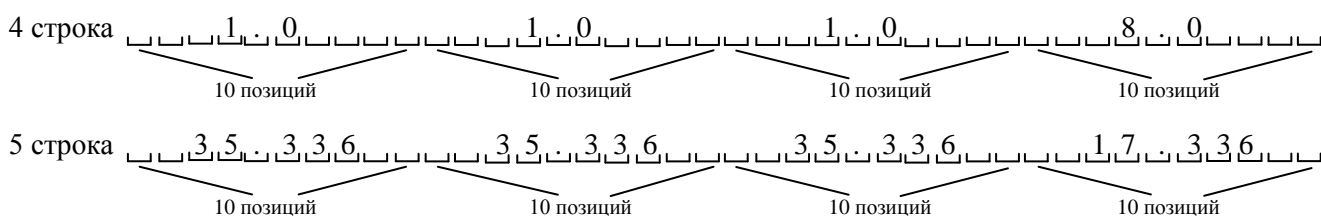
Фаза:	А	В	С	Трос
X=	0.0	6.3	4.2	2.1
Y=	19.0	19.0	25.0	28.0

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» посвящена 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 $S_{\text{пр}}=95 \text{ мм}^2$ и $S_{\text{троса}}=50 \text{ мм}^2$.



ПОДГОТОВКА ФАЙЛОВ «3.1.ФАЗА А» И «3.1. ФАЗА А

(продолжение)»

Эти файлы открываются аналогично предыдущим двум и выглядят как в следующем рисунке 3.4.

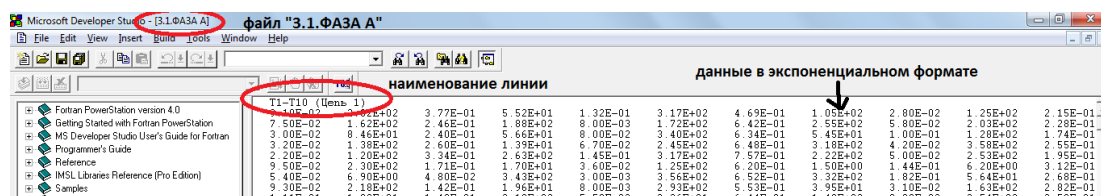


Рисунок 3.4 - Вид файла «3.1. ФАЗА А»

Подготовка этих файлов включает подготовку файлов данных. Необходимо создать документ MS Excel. Например, как на рисунке 3.5.

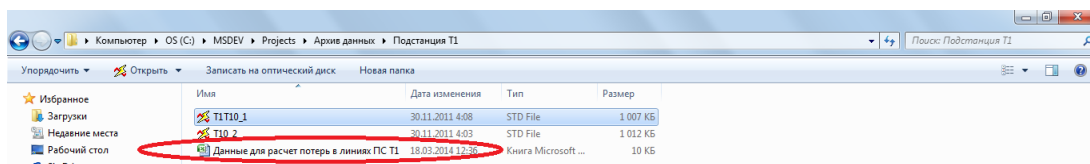


Рисунок 3.5 - Экспорт данных из программы AR.R Circutor

1. Ввод наименования линии;
2. Экспорт необходимых для расчета данных из файла измерения в текстовый файл;
3. Преобразование текстового файла в необходимый для расчетов формат и размер;
4. Вставка полученных данных в программу расчета.

1. Ввод наименование присоединения;

В созданный файл вводим наименование линии в текстовом формате.

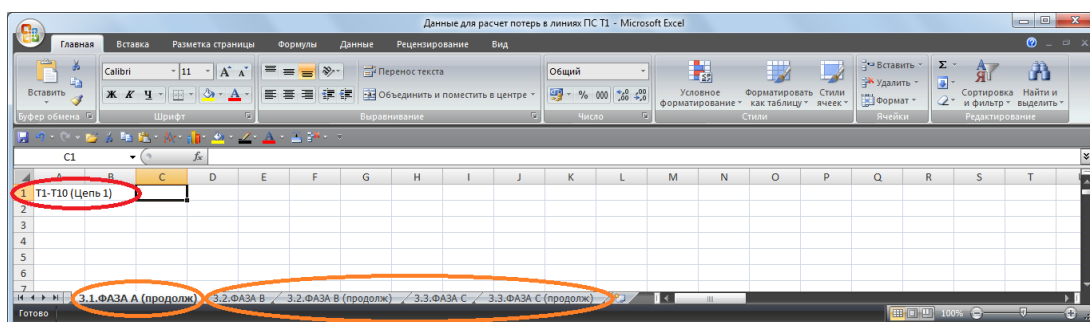


Рисунок 3.6 - Наименование файлов в табличном редакторе

В этом файле создаем листы, соответствующие данным всех фаз.

2. Экспорт необходимых для расчета данных из файла измерения в текстовый файл;

В папке содержатся два файла измерений.

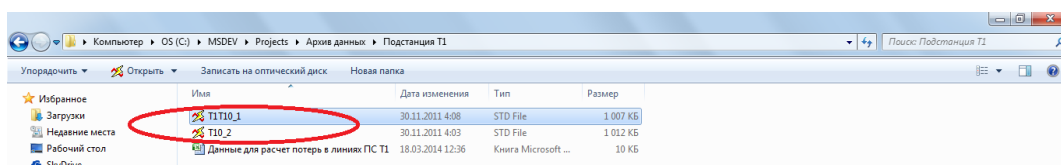


Рисунок 3.7 - Экспорт данных из программы AR.R Circutor

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. Появится диалоговое окно выбора файлов для экспорта.

2.4. После нажатия «ОК» появится окно выбора данных для экспорта. Тут необходимо выбрать опцию «Harmonics phase 1» и нажать «ОК».

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

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

2.7. 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

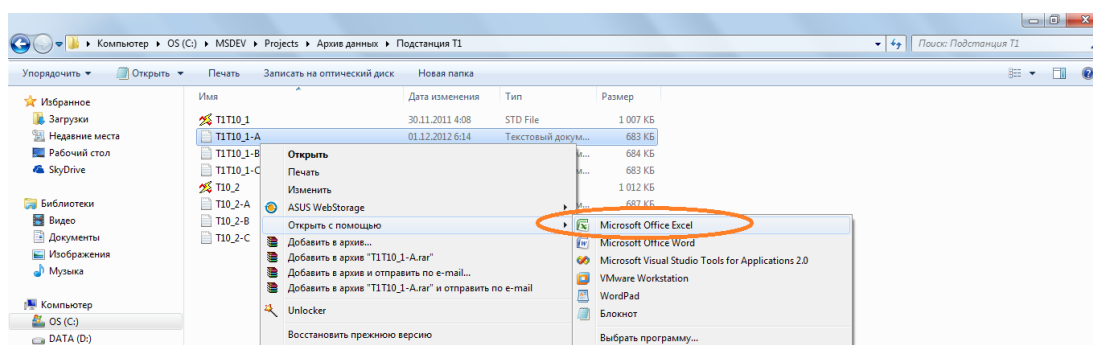


Рисунок 3.8 - Преобразование текста в табличный вид

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».

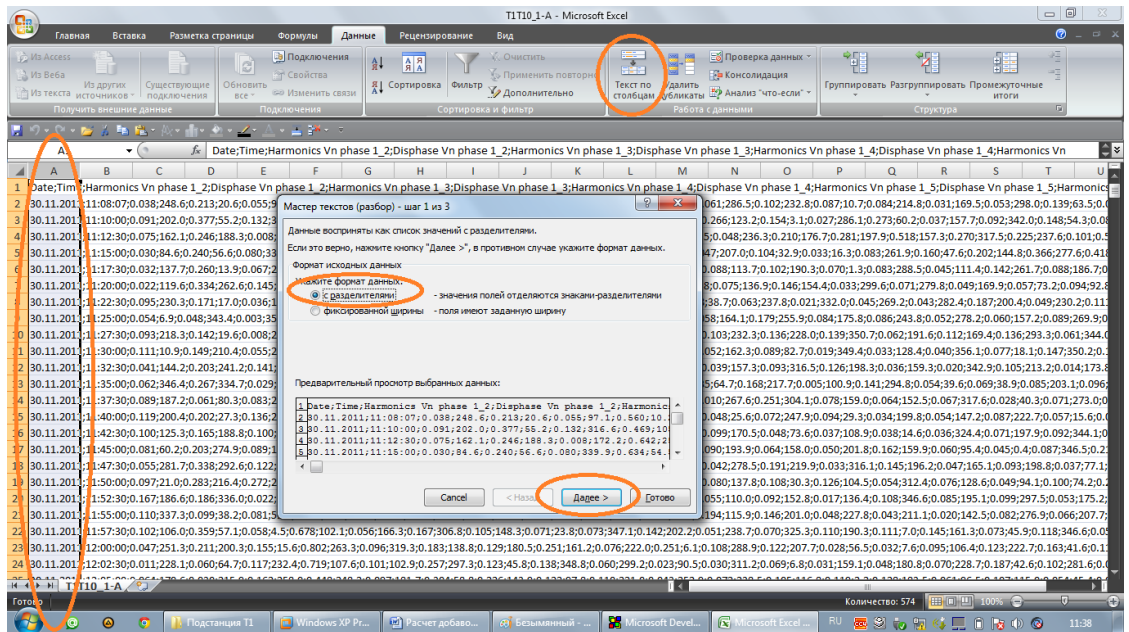


Рисунок 3.9 - Преобразованный вид файла

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.

В итоге получаем упорядоченный массив данных.

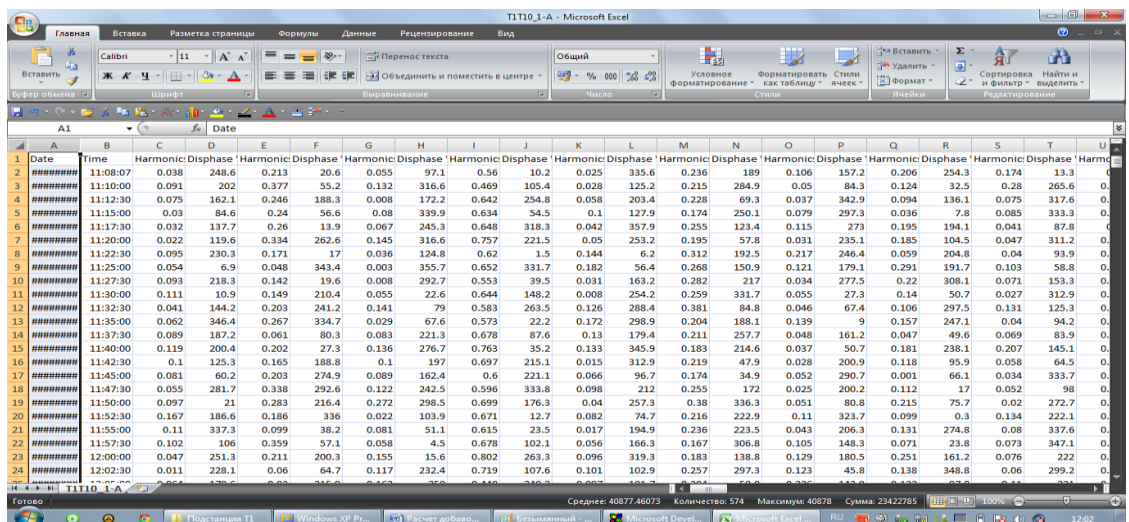


Рисунок 3.10 - Упорядоченный массив данных

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» располагаются амплитуды и фазы от 2 до 50 гармонических составляющих напряжения, которые необходимо выделить, преобразовать в экспоненциальный формат* и скопировать в открытый ранее в FORTRANe 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 (Цепь 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	2.6
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	4.8
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	4.7
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	8.8
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	7.5
7	9.50E-02	2.39E+02	1.71E-01	1.70E+01	3.60E-02	1.75E+02	6.20E-01	1.50E+02	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	9.38E+01	2.78E-01	3.32E+01	7.8

Рисунок 3.11 - Пример данных для расчёта 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»

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	
1	T1-T10 (Цепь 1)																				
2	2.93E-01	2.01E+02	9.15E-01	1.49E+02	4.50E-02	2.54E+02	5.78E-01	5.91E+01	2.43E-01	2.73E+02	1.69E-01	2.63E+02	3.46E-01	5.30E+00	6.70E-02	1.03E+02	5.03E-01	1.01E+02	2.34E+00	3.12E+02	1.0
3	1.37E-01	1.06E+02	1.20E+00	3.26E+02	1.14E-01	1.52E+02	4.73E-01	1.93E+02	8.60E-02	9.24E+01	4.45E-01	7.81E+01	1.49E-01	1.40E+02	4.60E-02	2.19E+02	1.73E-01	1.62E+02	6.14E-01	1.47E+02	3.8
4	6.70E-02	1.43E+02	1.47E+00	1.22E+02	5.50E-02	2.40E+01	6.88E-01	3.56E+02	5.50E-02	3.90E+00	8.80E-02	2.42E+02	4.00E-02	3.68E+01	6.70E-02	3.89E+01	4.50E-02	1.51E+02	3.44E-01	2.88E+02	2.2
5	1.47E-01	1.17E+02	1.33E+00	4.26E+01	1.20E-01	1.02E+02	4.65E-01	1.13E+02	1.22E-01	1.95E+02	8.97E-01	1.11E+02	1.00E-01	2.14E+02	2.50E-01	3.53E+02	6.90E-02	1.02E+02	7.70E-01	1.71E+02	9.3
6	1.85E-01	2.60E+00	1.51E+00	3.11E+02	2.24E-01	1.61E+01	4.19E-01	2.21E+02	1.45E-01	2.96E+02	5.04E-01	5.91E+01	1.06E-01	1.95E+02	9.80E-02	6.90E+00	1.01E-01	2.04E+02	5.07E-01	1.15E+02	7.3
7	1.49E-01	1.41E+02	1.74E+00	7.88E+01	1.14E-01	7.21E+01	7.93E-01	3.04E+02	1.02E-01	3.34E+02	4.26E-01	1.74E+02	8.60E-02	2.31E+02	1.12E-01	3.00E+01	1.21E-01	2.78E+02	3.84E-01	2.55E+02	7.5

Рисунок 3.12 - Пример данных для расчёта потерь

В файл Excel сводятся данные всех измерений всех присоединений. Значения измерений следуют один за другим, как показано на рисунке:

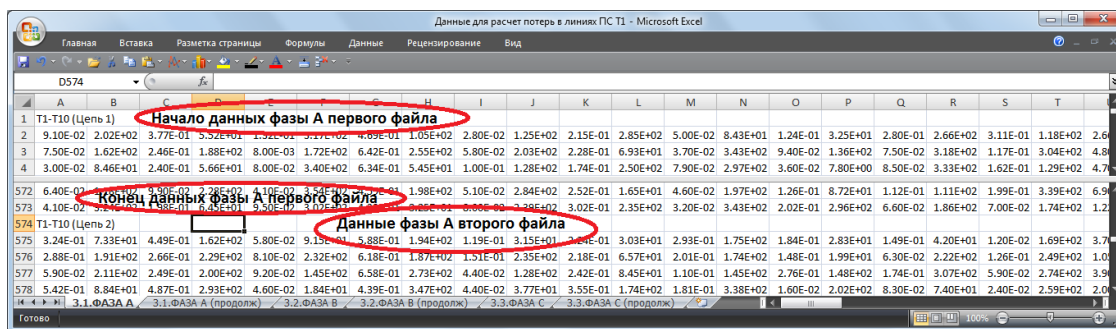


Рисунок 3.13 - Порядок данных для расчёта потерь

В результате получаем файл Excel, содержащий упорядоченные вводимы 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 **Ошибка!** расчета потерь» и запустить программу «DOBPOT500.exe».

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

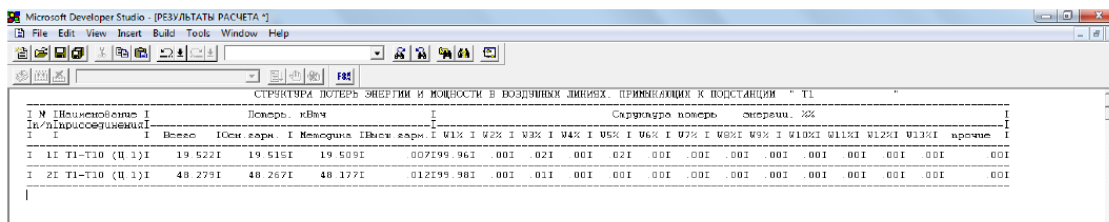


Рисунок 3.14 - Результаты расчёта в программе FORTRAN

Вывод к главе 3

1. Установившийся несинусоидальный режим рассчитывается для каждой из гармонических составляющих отдельно. Исходными данными для расчета является: параметры проводов и тросов и их подвеска, а также результаты измерений ВЛ.
2. Математическая модель режима основана на решении телеграфных уравнений многопроводных линий.
3. Изученное программное обеспечение позволяет производить расчет линий содержащей до двух цепей и двух грозозащитных тросов.

4. Результаты расчёта основных и добавочных потерь мощности и электроэнергии

4.1. ВЛ 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»(АК-18)

В данном разделе представлены результаты расчета добавочных потерь мощности от высших гармонических составляющих тока в линии «Арбузовская-Корчинская» по изученному методу. Представление о полученных значениях суммарных и добавочных потерь по всем измерениям, снятым в определённый временной промежуток, дает график рисунка 4.1.

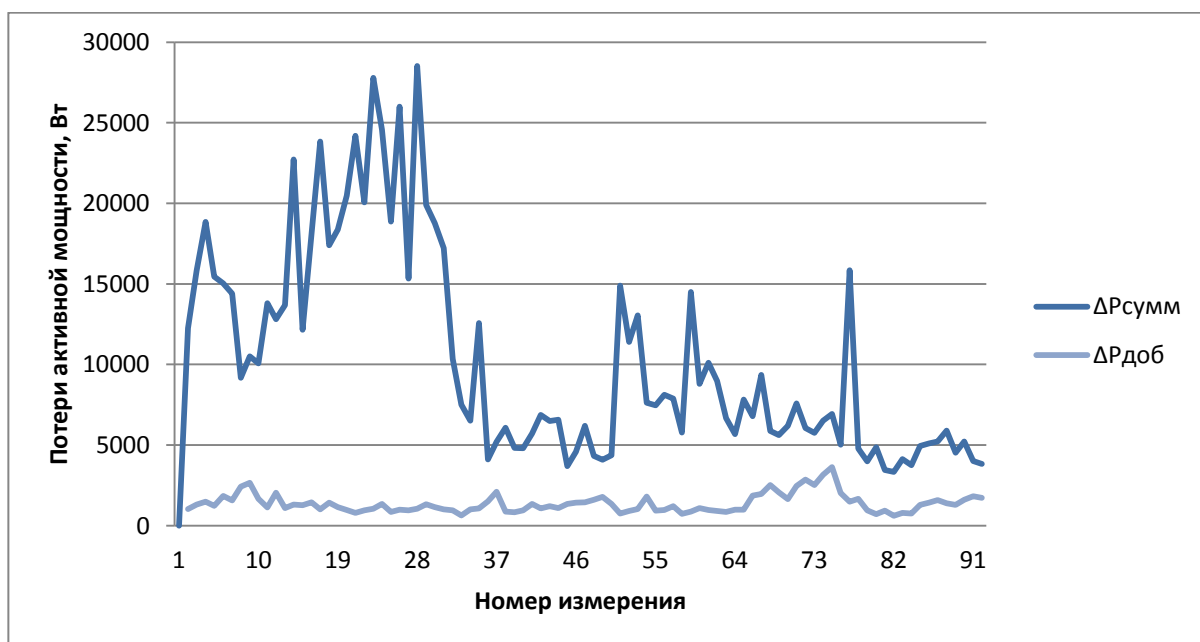


Рисунок 4.1 - График суммарных и добавочных потерь активной мощности в линии 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»

Исходя из графика, можно сказать, что в некоторые моменты времени доля добавочных потерь составляет значительную часть от суммарных. Это происходит в большинстве случаев, когда суммарные потери минимальны. Доля добавочных потерь наглядно изображена на графике рисунка 4.2.



Рисунок 4.2 - Добавочные потери мощности от несинусоидальности токов в % от основных потерь в линии 110 кВ «Арбузовская-Корчинская»

Величина суммарных потерь за 4 часа составила 944,405 кВт, а добавочных – 124,903 кВт. Исходя из этого, доля добавочных потерь за сутки составляет:

$$\Delta P_{\text{добав.за сутки}} \% = \frac{\Delta P_{\text{добав.за сутки}}}{\Delta P_{\Sigma \text{ за сутки}}} \cdot 100\% = \frac{124,903}{944,405} \cdot 100\% = 13,22\%$$

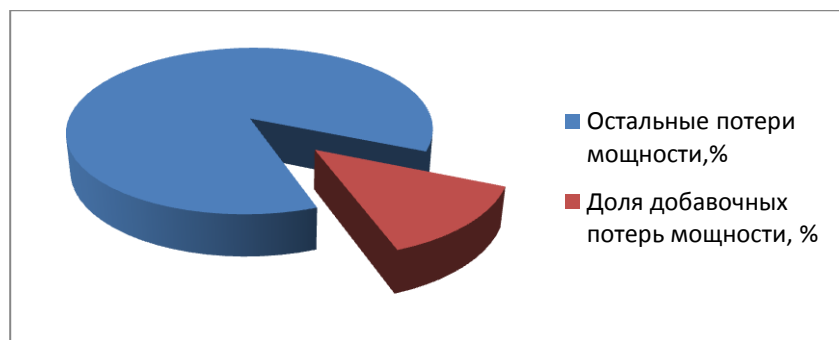


Рисунок 4.3 - Доля добавочных потерь мощности от суммарных для линии 110 кВ «Арбузовская-Корчинская» в среднем за 4 часа

4.2. ВЛ 110 кВ «Сысоево-Промзона»(PZSIS1)

В данном разделе представлены результаты расчета добавочных потерь мощности от высших гармонических составляющих тока в линии «Сысоево-Промзона» по изученному методу. Представление о полученных значениях суммарных и добавочных потерь по всем измерениям, снятым в определённый временной промежуток, дает график рисунка 4.3.



Рисунок 4.4 - График суммарных и добавочных потерь активной мощности в линии 110 кВ «Сысоево-Промзона»

По графику можно сказать, что в некоторые моменты времени доля добавочных потерь составляет значительную часть от суммарных. Однако, в большей части измерений добавочные потери малы. Это связано с отсутствием превышений показателей несинусоидальности нормально допустимых значений. Доля добавочных потерь наглядно изображена на графике рисунка 4.4.

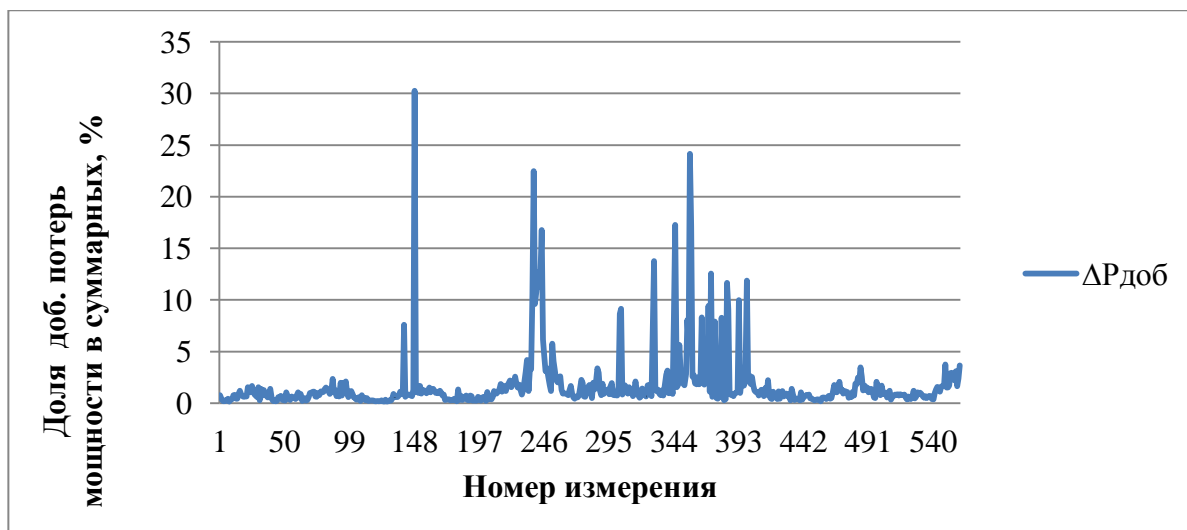


Рисунок 4.5 - Добавочные потери мощности от несинусоидальности токов в % от основных потерь в линии 110 кВ «Сысоево-Промзона»

Величина суммарных потерь за сутки составила 90139,8 кВт, а добавочных – 1288,9 кВт. Исходя из этого, доля добавочных потерь за сутки составляет:

$$\Delta P_{\text{добав.за сутки}} \% = \frac{\Delta P_{\text{добав.за сутки}}}{\Delta P_{\Sigma \text{ за сутки}}} \cdot 100\% = \frac{1288,9}{90139,8} \cdot 100\% = 1,43\%$$

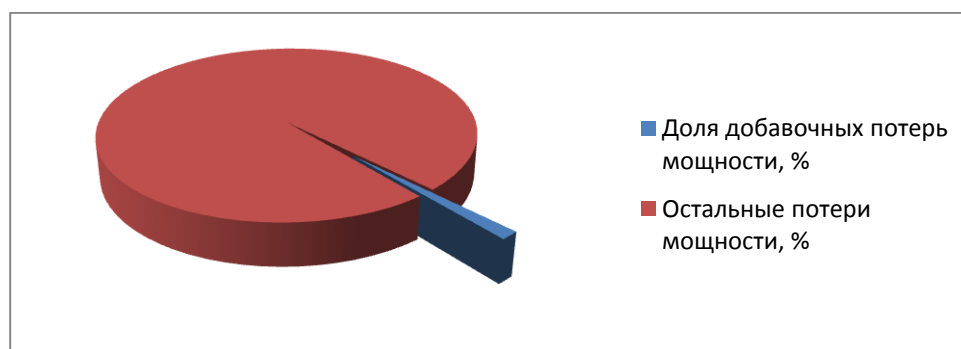


Рисунок 4.6 - Доля добавочных потерь мощности от суммарных для линии 110 кВ «Сысоево-Промзона» в среднем за сутки

4.3. ВЛ 110 кВ «Р29-Чалтырь»

В данном разделе представлены результаты расчета добавочных потерь мощности от высших гармонических составляющих тока в линии «Р29-Чалтырь» по изученному методу. Представление о полученных значениях

суммарных и добавочных потерь по всем измерениям, снятым в определённый временной промежуток, дает график рисунка 4.5.



Рисунок 4.7 - График суммарных и добавочных потерь активной мощности в линии 110 кВ «Р29-Чалтырь»

Исходя из графика, можно сказать, что в некоторые моменты времени доля добавочных потерь составляет значительную часть от суммарных. Доля добавочных потерь наглядно изображена на графике рисунка 4.6.

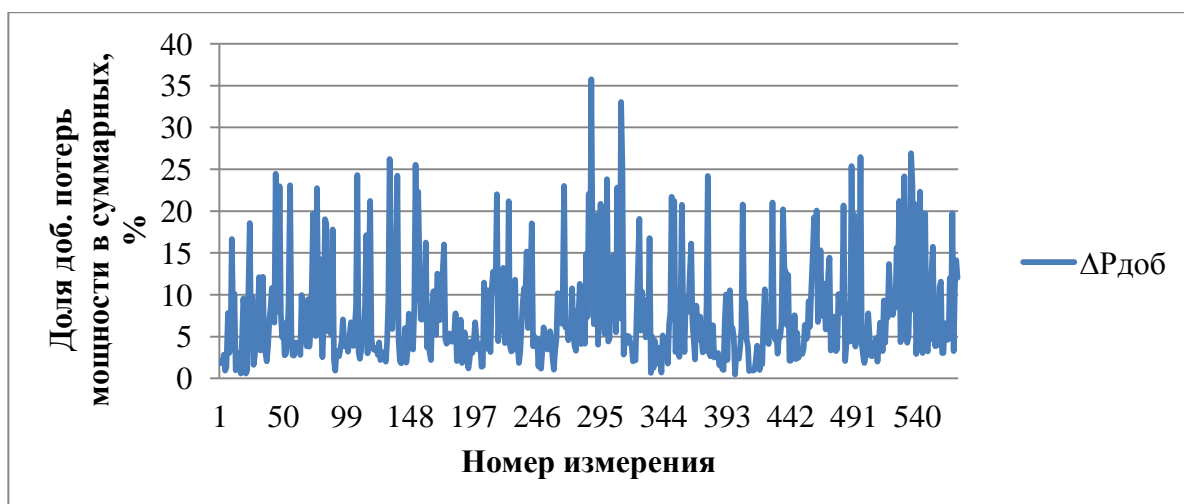


Рисунок 4.8 - Добавочные потери мощности от несинусоидальности токов в % от основных потерь в линии 110 кВ «Р29-Чалтырь»

Величина суммарных потерь за сутки составила 51657,127 кВт, а добавочных – 5000,01 кВт. Исходя из этого, доля добавочных потерь за сутки составляет:

$$\Delta P_{\text{добав.за сутки}} \% = \frac{\Delta P_{\text{добав.за сутки}}}{\Delta P_{\Sigma \text{ за сутки}}} \cdot 100\% = \frac{5000,01}{51657,127} \cdot 100\% = 9,68\%$$

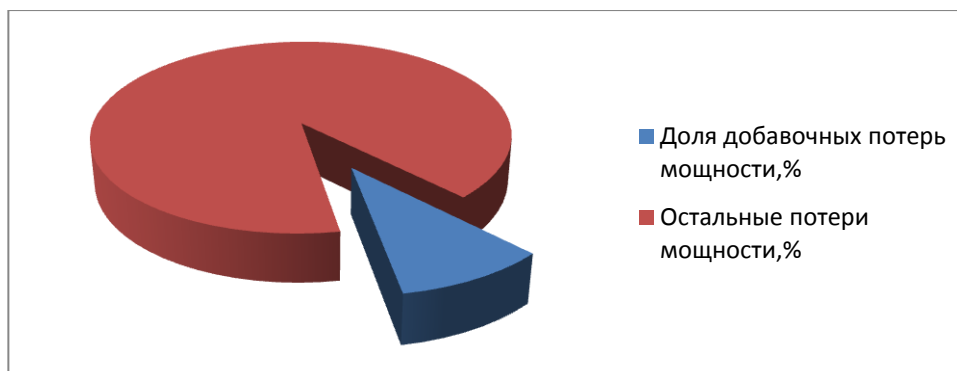


Рисунок 4.9 - Доля добавочных потерь мощности от суммарных для линии 110 кВ «Р29-Чалтырь» в среднем за сутки

4.4. Расчёт экономического ущерба от добавочных потерь

При небольшом количестве данных, полученных в ходе инструментального обследования для определения потерь за год применяем расчет по времени наибольших потерь. Из всех режимов выбираем режим, в котором потери мощности наибольшие. Определяем потери мощности в этом режиме $\Delta P_{\text{нб}}$. Потери энергии за год получаем, умножая эти потери мощности на время наибольших потерь τ . Время наибольших потерь – это время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действительному графику нагрузки. Так как в сетях «Алтайэнерго» преобладает нагрузка сельскохозяйственной промышленности, то τ принимаем равным 3400 ч, а для линий сетей «Ростовэнерго» мы принимаем τ равным 5700 ч, т.к. там преобладает тяговая нагрузка [4].

$$\Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau;$$

$$\Delta W_{\text{сумм}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 10,4 \cdot 3400 = 35360 \text{ кВтч.}$$

$$\Delta W_{\text{доб}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 1,4 \cdot 3400 = 4760 \text{ кВтч.}$$

Рассчитаем суммарные и добавочные потери электроэнергии в денежном эквиваленте для линии «Арбузовская-Корчинская». По данным [5]

стоимость одного кВт/час в Алтайском крае для промышленных потребителей равна 3,7 руб. Отсюда следует:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta W \cdot \mathcal{C},$$

где \mathcal{C} – стоимость 1 кВтч электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сумм}} = 35360 \cdot 3,7 = 130832 \text{ рублей в год.}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{доб}} = 4760 \cdot 3,7 = 17612 \text{ рублей в год.}$$

Подобным образом рассчитываем для ВЛ «Сысоево-Промзона».

$$\Delta W_{\text{сумм}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 160,964 \cdot 5700 = 917494,8 \text{ кВтч.}$$

$$\Delta W_{\text{доб}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 2,3 \cdot 5700 = 13110 \text{ кВтч.}$$

Рассчитаем суммарные и добавочные потери электроэнергии в денежном эквиваленте для линии. По данным [5] стоимость одного кВт/час в Ростовской области для промышленных потребителей равна 5,04 руб. Отсюда следует:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta W \cdot \mathcal{C},$$

где \mathcal{C} – стоимость 1 кВтч электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сумм}} = 917494,8 \cdot 5,04 = 4624173,8 \text{ рублей в год.}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{доб}} = 13110 \cdot 5,04 = 66074 \text{ рублей в год.}$$

Также рассчитываем для ВЛ «Р29-Чалтырь».

$$\Delta W_{\text{сумм}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 90,468 \cdot 5700 = 515667,6 \text{ кВтч.}$$

$$\Delta W_{\text{доб}} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 8,756 \cdot 5700 = 49909,2 \text{ кВтч.}$$

Рассчитаем суммарные и добавочные потери электроэнергии в денежном эквиваленте для линии. По данным [5] стоимость одного кВт/час в Ростовской области для промышленных потребителей равна 5,04 руб. Отсюда следует:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta W \cdot \mathcal{C},$$

где \mathcal{C} – стоимость 1 кВтч электроэнергии

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{сумм}} = 515667,6 \cdot 5,04 = 2598964,7 \text{ рублей в год.}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{доб}} = 49909,2 \cdot 5,04 = 251657,28 \text{ рублей в год.}$$

Выводы к главе 4

1. Проведены расчёты, в результате которых определены доли добавочных потерь. Исходя из расчётов, можно сказать, что в некоторых линиях доля добавочных потерь, вызванных несинусоидальностями токов и напряжений, составляет значительную часть. Так для ВЛ 110 кВ ПС «Арбузовская»-ПС «Корчинская» доля добавочных потерь составляет 13,22%. Для ВЛ 110 кВ ПС «Сысоево»-ПС «Промзона» доля добавочных потерь – 1,43%. Для ВЛ 110 кВ ПС «Р29»-ПС «Чалтырь» - 9,68%.

2. В перерасчёте добавочных потерь в денежный эквивалент использовались тарифные ставки для каждого региона на 2017 год. В результате, можно сказать, что величина финансовых убытков на возмещение потерянной электроэнергии на одной линии за год достигают внушительных суммарных затрат. Так для каждой линии размер финансового ущерба от добавочных потерь в год составляет:

- ВЛ ПС «Арбузовская» - ПС «Корчинская» - 17612 рублей в год;
- ВЛ ПС «Сысоево» - ПС «Промзона» - 66074 рублей в год;
- ВЛ ПС «Р29» - ПС «Чалтырь» - 251657,28 рублей в год.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Перспективность научного исследования в настоящее время определяется коммерческой ценностью разработки. Для поиска источника финансирования научного исследования и коммерциализации его результатов выполнение оценки коммерческой ценности разработки является необходимым условием. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

В техническом разделе данной работы был проведён анализ инструментального обследования линий электропередачи, анализ режимов и расчёт добавочных потерь электрической энергии. Данные работы проводились с помощью ПЭВМ и языка программирования «FORTRAN», а также средств Microsoft Office Excel. Исследование проблематики добавочных потерь является актуальной в настоящее время, т.к. увеличивается число нелинейных электроприёмников, которые вызывают большие искажения в сетях, и как следствие, к потерям, которые не учитываются существующей нормативной базой.

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта. Выполнение цели достигается решением задач по:

- организации работ по научно-исследовательскому проекту;
- планированию научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Целевым рынком данного исследования будут являться сетевые компании и организации, осуществляющие хозяйственную деятельность по передаче и распределению электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства от её производителей к её потребителям.

Сегментировать рынок услуг можно по степени потребности использования данных расчетов. Результаты сегментирования представлены на рисунке 5.1.

Потребность	Инструментальное обследование линий электропередачи, анализ режимов и расчёт добавочных потерь		
	Сети федеральной сетевой компании	Сети межрегиональных распределительных сетевых компаний	Сети территориальных сетевых организаций
Сильная			
Слабая			

Рисунок 5.1 - Карта сегментирования рынка услуг по использованию проведенных расчетов

5.2. Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) - это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления.

Область применения диаграммы:

- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

Построение диаграммы начинают с формулировки проблемной области/темы, которая является объектом анализа и наносится на центральную горизонтальную стрелку диаграммы.

Затем выявляются факторы/группы факторов, влияющие на объект анализа. Часто, для выявления таких факторов используется прием «6М»:

- 1) персонал (Manpower);
- 2) оборудование (Machine);
- 3) сырье, материалы, комплектующие (Material);
- 4) технология проведения работ (Method);
- 5) средства измерения и методы контроля (Measurement);
- 6) производственная среда (Media).



Рисунок 5.2 - Диаграмма Исикавы

5.3. Планирование управления научно-техническим проектом

5.3.1. Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта. ИСР представлена на рисунке 5.3.

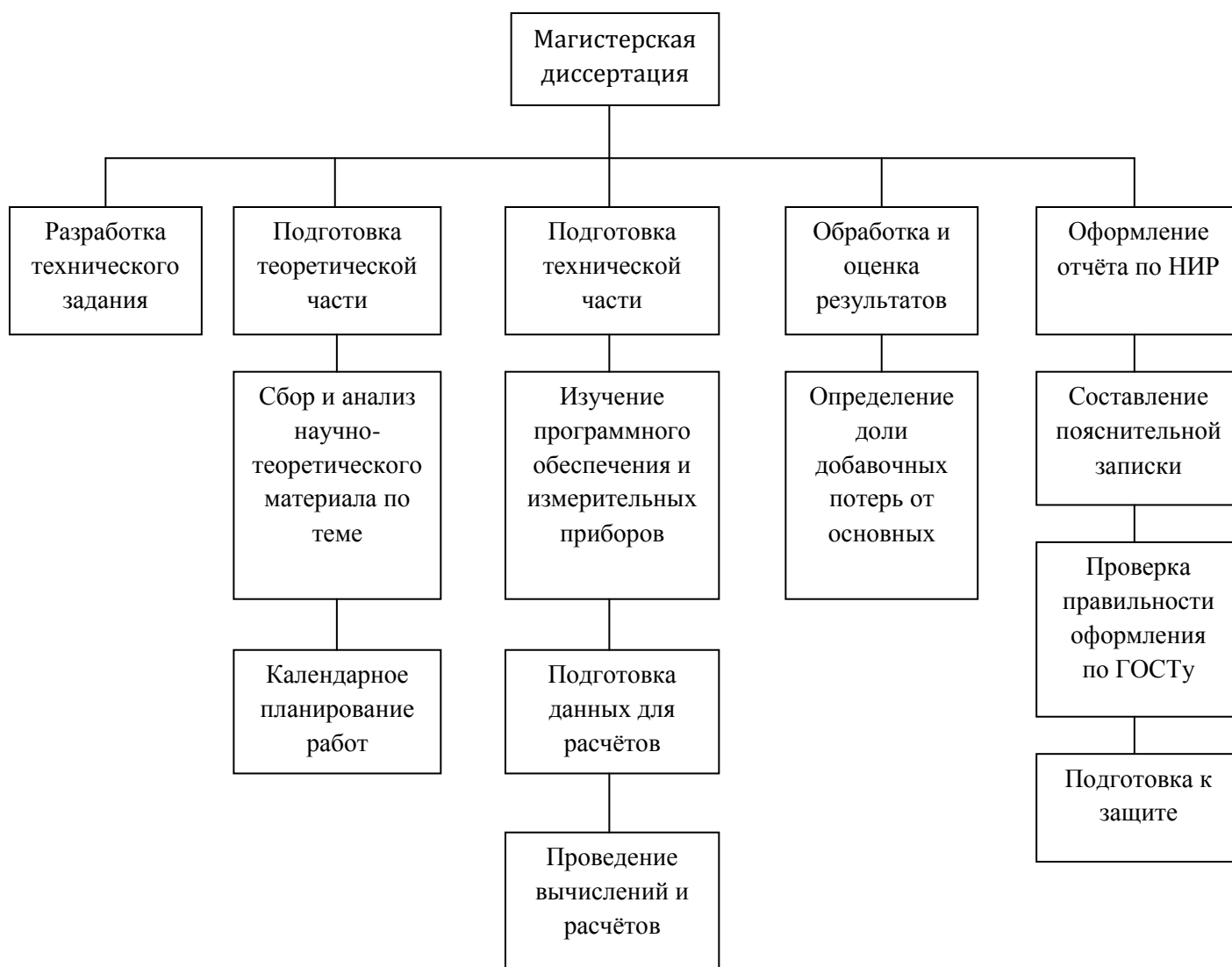


Рисунок 5.3- Иерархическая структура работ

5.3.2. План проекта

В рамках планирования исследовательского проекта построен календарный план-график с помощью диаграммы Ганта. В данном случае

работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Линейный график представлен в таблице 5.1. В таблице 5.2 представлен календарный план-график проведения научного исследования.

Таблица 5.1. Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	2	1.02.2017	3.02.2017	Руководитель
2	Подготовка теоретической части	1	5.02.2017	6.02.2017	Руководитель, студент
3	Сбор и анализ научно-теоретического материала по теме	6	6.02.2017	12.02.2017	Студент
4	Календарное планирование работ	1	12.02.2017	13.02.2017	Руководитель, студент
5	Подготовка технической части	1	13.02.2017	14.02.2017	Студент
6	Изучение программного обеспечения и измерительных приборов	1	14.02.2017	15.02.2017	Студент
7	Подготовка данных для расчётов	2	15.02.2017	17.02.2017	Руководитель, студент
8	Проведение вычислений и расчётов	40	18.02.2017	30.03.2017	Студент
9	Обработка и оценка результатов	1	30.03.2017	31.03.2017	Руководитель, студент
10	Определение доли добавочных потерь от основных	15	31.03.2017	15.04.2017	Студент
11	Составление пояснительной записки	78	14.02.2017	2.05.2017	Студент
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	2	3.05.2017	5.04.2017	Руководитель, студент
13	Подготовка к защите	20	5.05.2017	25.05.2017	Студент

Таблица 5.2. Календарный план-график проведения научного исследования

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ														
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь		
1	Разработка технического задания	Руководитель	2	■														
2	Подготовка теоретической части	Руководитель, студент	1	■														
3	Сбор и анализ научно-теоретического материала по теме	Студент	6	■														
4	Календарное планирование работ	Руководитель, студент	1		■													
5	Подготовка технической части	Студент	1		■													
6	Изучение программного обеспечения и измерительных приборов	Студент	1		■													
7	Подготовка данных для расчётов	Руководитель, студент	2		■													
8	Проведение вычислений и расчётов	Студент	40			■	■	■	■	■	■							
9	Обработка и оценка результатов	Студент	2									■						
10	Определение доли добавочных потерь от основных	Руководитель, студент	1									■						
11	Составление пояснительной записки	Студент	78			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	Руководитель, студент	2													■		
13	Подготовка к защите	Студент	20													■	■	

■ – Руководитель ■ – Студент

5.4. Бюджет научного исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением [24]. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

5.4.1. Расчёт затрат на материалы

Расчёт затрат на материалы отражает стоимость материалов с учётом транспортно-заготовительных расходов (1% от стоимости материалов).

Таблица 5. 3. Расходные материалы

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага формата А4	SvetoCopy	500	0,5	250
Картридж для принтера	–	1	600	600
Ручка	BIC	1	15	15
Флеш-карта 8GB	Kingston	1	450	450
Доступ в интернет	–	3 месяца	350	1050
Всего за материалы				2365
Транспортно-заготовительные расходы				0
Итого по статье С _м				2365

5.4.2. Основная заработная плата

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.1)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (5.2)$$

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

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{дн} = (Z_{м} \cdot M) / F_{д}, \quad (5.3)$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб.дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

В таблице 5.4 представлен баланс рабочего времени.

Таблица 5.4. Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни;	52	104
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск;	48	24
– невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	223

Студент во время прохождения преддипломной практики получает стипендию, равную 2783 руб/месяц. Среднедневная стипендия (оплата) составляет:

$$З_{\text{дн}} = (2783 \cdot 11,2) / 223 = 139,8 \text{ руб/день}$$

Основной заработок студента за время преддипломной практики составляет:

$$З_{\text{оснстуд}} = 139,8 \cdot 109 = 15238,2 \text{ руб}$$

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

- оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, ст. преподаватель, доцент, профессор.
- стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.
- иные выплаты: районный коэффициент.

Руководителем данной научно-исследовательской работы является профессор, доктор технических наук. Оклад составляет 23264 рубля.

Надбавки к заработной плате составляют 1,4 (премиальный коэффициент), также районный коэффициент по Томску равен 1,3.

Основная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = 23264 \cdot (1+0,4+0,3) = 39548,8 \text{ руб / месяц.}$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = (39548,8 \cdot 10,4) / 251 = 1638,7 \text{ руб / день.}$$

5.4.3. Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (5.4)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Примем коэффициент дополнительной заработной платы равным 0,15 для научного руководителя и 0,1 для студента. Результаты расчёта основной и дополнительной заработной платы исполнителей научного исследования представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5. Заработная плата исполнителей исследовательской работы

Заработная плата	Руководитель	Студент
Основная зарплата	39548,8	15238,2
Дополнительная зарплата	5932,32	2285,73
Зарплата исполнителя	45279,68	17523,93
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	62803,61	

5.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5.5)$$

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

В текущем 2017 году действуют такие тарифные ставки для работающих граждан нашего государства:

1. Для ПФР – 22%;
2. Для соцстраха – 2,9;
3. Для медицинского страхования – 5,1%.

Величина отчислений во внебюджетные фонды составляет:

$$C_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (39548,8 + 5932,32) = 13644,34 \text{ руб.}$$

5.4.5. Расчёт амортизационных расходов

В данном пункте рассчитывается амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта.

$$C_{AM} = \frac{H_A C_{OB}}{F_D} \cdot t_{pф} n, \quad (5.6)$$

где H_A – годовая норма амортизации единицы оборудования, $H_A = 20\%$;

C_{OB} – цена оборудования, $C_{OB} = 25000$ руб.;

F_D – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, $F_D = 1972$ часов.

$t_{pф}$ – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, $t_{pф} = 654$ часа;

n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

$$C_{AM} = \frac{0,2 \cdot 25000}{1972} \cdot 654 \cdot 1 = 1658,47 \text{ руб}$$

5.4.6. Накладные расходы

В данном пункте отражены расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, их следует принять равными 10% от итоговой суммы, т.е.

$$C_{накл} = 0,1 \cdot C_{\Sigma} \quad (5.8)$$

$$C_{\Sigma} = C_{м} + C_{зн} + C_{соц} + C_{ам} + C_{накл} \quad (5.9)$$

$$C_{накл} = 0,1 \cdot \frac{2365 + 62803,61 + 13644,34 + 1658,47}{0,9} = 8941,27 \text{ руб.}$$

Следовательно, накладные расходы составили 8941,27 рубля.

5.4.7. Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, которая является нижним пределом затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6. Расчёт бюджета затрат исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб
1. Материальные затраты исследования	2365
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	62803,61
3. Отчисления во внебюджетные фонды	13644,34
4. Амортизационные отчисления	1658,47
5. Накладные расходы (10% от итоговой суммы)	8941,27
Бюджет затрат исследования	89412,69

5.5. Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представляет собой временное структурное образование, создаваемое для достижения поставленных целей и задач проекта и включающее в себя всех участников процесса выполнения работ на каждом этапе.

Данной исследовательской работе соответствует функциональная структура организации. То есть организация рабочего процесса выстроена иерархически: у каждого участника проекта есть непосредственный руководитель, сотрудники разделены по областям специализации, каждой группой руководит компетентный специалист (функциональный руководитель).

Организационная структура научного проекта представлена на рисунке 5.4.



Рисунок 5.4 - Организационная структура научного проекта

5.6. Матрица ответственности

Степень ответственности каждого члена команды за принятые полномочия регламентируется матрицей ответственности. Матрица ответственности данного проекта представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7. Матрица ответственности

Этапы проекта	Научный руководитель	Консультант раздела «Финансовый менеджмент»	Консультант раздела «Соответственность»	Консультант по языковому разделу	Студент
Разработка технического задания	О				
Подготовка теоретической части	О				И
Сбор и анализ научно-теоретического материала по теме					И
Календарное планирование работ	О				И
Подготовка технической части					И
Изучение программного обеспечения и измерительных приборов					И
Подготовка данных для расчётов	О				И
Проведение вычислений и расчётов					И
Обработка и оценка результатов	О				И
Определение доли добавочных потерь от основных					И
Выполнение оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения		С			И
Выполнение раздела по социальной ответственности			С		И
Выполнение перевода части работы на английский язык				С	И
Обобщение и оценка результатов					И
Составление пояснительной записки					И
Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	С				И
Подготовка к защите					И

Степень участия в проекте характеризуется следующим образом:

- ответственный (О) – лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход;
- исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта. Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение);
- согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 3.6). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (5.10)$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат

разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{93520,78}{93520,78} = 1;$$

Для аналогов (с использованием ПО, которое стоит 10000 руб и 15000 руб) соответственно:

$$I_{фина1}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{\max}} = \frac{103520,78}{93520,78} = 1,11; \quad I_{фина2}^{a2} = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{\max}} = \frac{108520,78}{93520,78} = 1,16;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.11)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта

исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 5.8.

Таблица 5.8. Сравнительная оценка характеристик вариантов
исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту эффективности электропередачи	0,4	5	3	2
2. Удобство в эксплуатации	0,2	5	2	2
3. Помехоустойчивость	0,1	5	4	4
4. Надёжность	0,25	5	4	4
5. Малая величина погрешностей	0,15	5	3	4
ИТОГО	1	5	3,45	3,2

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 = 5;$$

$$\text{Аналог 1} = 3 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,45;$$

$$\text{Аналог 2} = 2 \cdot 0,4 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 = 3,2.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финаi}}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p}; I_{\text{финаi}}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{финаi}}^{ai}}; \quad (5.12,5.13)$$

В результате:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{5}{1} = 5; I_{\text{фина1}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{фина1}}^{a1}} = \frac{3,45}{1,09} = 3,16;$$

$$I_{\text{фина2}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\text{фина2}}^{a2}} = \frac{3,2}{1,13} = 2,83.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}} \quad (5.14)$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 24.

Таблица 5.9. Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1,09	1,13	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,45	3,2	5
3	Интегральный показатель эффективности	3,16	2,83	5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,58	1,76	1

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

6.Социальная ответственность

Аннотация

Представление понятия «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте (МС) IS CSR-08260008000: 2011 «Социальная ответственность организации».

В соответствии с МС - Социальная ответственность - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения (включая промышленную безопасность и условия труда, экологическую безопасность);
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется во всех ее взаимоотношениях (включая промышленную безопасность и условия труда, экологическую безопасность).

Введение

Цель исследования – оценивание несинусоидальных режимов для расчёта добавочных потерь в сложных электрических сетях.

Согласно техническому заданию (ТЗ) проанализированы в программе Power Circutor 1.7с снятые с помощью переносного электроанализатора качественные и количественные параметры переменного тока и напряжения, включая гармонические составляющие до 49 порядка. На основании результатов произведены расчёты добавочных потерь в программе и определена их доля в основных.

В разделе будут рассмотрены опасные и вредные факторы, оказывающие влияние на производственную деятельность технологического персонала в помещении, оборудованном компьютерной и офисной техникой, рассмотрены воздействие процесса исследования на окружающую среду, правовые и организационные вопросы, а также мероприятия в чрезвычайных ситуациях.

6.1. Производственная безопасность

6.1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.

Производственные условия на рабочем месте характеризуются наличием опасных и вредных факторов, которые классифицируются по группам элементов: физические, химические, биологические, психофизиологические. В таблице 6.1 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 6.1. Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	ФАКТОРЫ ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на ПЭВМ	<ul style="list-style-type: none"> • Повышенная напряженность зрения; • Электромагнитные излучения; • Недостаточная освещённость; • Микроклимат 	<ul style="list-style-type: none"> • Электрический ток; • Пожарная безопасность; 	<ul style="list-style-type: none"> • СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». • СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. • СП 52.13330.2011 <i>Естественное и искусственное освещение</i>. • ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. • Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

При работе на ПЭВМ на исследователя воздействуют следующие факторы:

- физические: температура и влажность воздуха; шум; статическое электричество; электромагнитное поле низкой частоты; освещённость; наличие излучения;
- психофизиологические.

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы, делятся на: физические перегрузки (статические, динамические) и нервно-психические перегрузки.

6.2 Обоснование и разработка мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

6.2.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ

В соответствии с требованиями к помещениям для работы с ПЭВМ (СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03), естественное и искусственное освещение должно соответствовать требованиям действующей нормативной документации. Оконные проемы должны быть оборудованы регулируемыми устройствами типа: жалюзи, занавесей, внешних козырьков и др.

Площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ с ВДТ на базе электронно-лучевой трубки (ЭЛТ) должна составлять не менее 6 м² и с ВДТ на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллические, плазменные) 4,5 м².

Для внутренней отделки интерьера помещений с ПЭВМ должны использоваться диффузионно-отражающие материалы с коэффициентом отражения от потолка – 0.7 - 0.8; для стен – 0.5 - 0.6; для пола – 0.3 - 0.5.

6.2.2. Требования к микроклимату на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ

Основные параметры, характеризующие условия труда это микроклимат, шум, вибрация, электромагнитное поле, излучение, освещённость.

Воздух рабочей зоны (микроклимат) производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Оптимальные и допустимые значения характеристик микроклимата устанавливаются в соответствии с [21] и приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2. Оптимальные и допустимые параметры микроклимата

	Период года	Температура воздуха °С.	Относительная влажность воздуха %	Скорость движения воздуха, м/с
Оптимальные	Холодный	20-22	50-60	0.2
	Теплый	20-24	50-60	0.3
Допустимые	Холодный	18-25	не > 70	0.3
	Теплый	не > 22	70	0.5

К мероприятиям по оздоровлению воздушной среды в производственном помещении относятся: правильная организация вентиляции и кондиционирования воздуха, отопление помещений. Вентиляция может осуществляться естественным и механическим путём. В помещение должны подаваться следующие объёмы наружного воздуха: при объёме помещения до 20 м³ на человека — не менее 30 м³ в час на человека; при объёме помещения более 40 м³ на человека и отсутствии выделения вредных веществ допускается естественная вентиляция.

Система отопления должна обеспечивать достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. Параметры микроклимата в используемой лаборатории регулируются системой центрального отопления, и имеют следующие значения: влажность — 40%, скорость движения воздуха — 0,1 м/с, температура летом — 20–25 °С, зимой — 13–15 °С. В лаборатории осуществляется естественная вентиляция. Воздух поступает и удаляется через щели, окна, двери. Основной недостаток такой вентиляции в том, что приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания.

6.2.3. Требования к освещению на рабочем месте

Правильно спроектированное и выполненное производственное освещение улучшает условия зрительной работы, снижает утомляемость, способствует повышению производительности труда, благотворно влияет на производственную среду, оказывая положительное психологическое воздействие на работающего, повышает безопасность труда и снижает травматизм.

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомлённости. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут принести к несчастному случаю или профзаболеваниям, поэтому столь важно соблюдать требования к освещению на рабочих местах.

Освещение делится на естественное, искусственное и совмещенное. Совмещенное сочетает оба вида освещения.

В производственных и административно-общественных помещениях, в случаях преимущественной работы с документами и ПЭВМ, следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03).

Следует ограничивать прямую блесккость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей (окна, светильники и др.), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м².

Следует ограничивать отраженную блесккость на рабочих поверхностях (экран, стол, клавиатура и др.) за счет правильного выбора типов светильников и расположения рабочих мест по отношению к

источникам естественного и искусственного освещения, при этом яркость бликов на экране ПЭВМ не должна превышать 40 кд/м и яркость потолка не должна превышать 200 кд/м².

Согласно СП 52.13330.2011 нормы на освещение для оператора поста управления берутся для производственных помещений. Эти нормы представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3. Нормы к освещению помещений жилых и общественных зданий.

Характер зрительной работы	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Искусственное освещение		Естественное освещение КЕО e_n , % при боковом
			Освещенность при системе общего освещения, лк	Коэффициент пульсации, K_p , %	
Различие объектов высокой точности	Б	1	300	15	1

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях для использования ПЭВМ следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Расчет системы искусственного освещения на рабочем месте

Расчет системы искусственного освещения проводится для прямоугольного помещения, размерами: длина $A = 7$ (м), ширина $B = 5$ (м), высота $H = 2,8$ (м), количество ламп $N = 8$ (шт).

Вычисления будут, производится по методу светового потока, предназначенного для расчета освещенности общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей. Согласно отраслевым нормам освещенности уровень рабочей поверхности над полом составляет 0,8 (м) и установлена минимальная норма освещенности $E = 300$ (Лк).

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z \cdot 100 / (n \cdot \eta), \quad (6.1)$$

Где: E_n – нормируемая минимальная освещённость по СП 52.13330.2011, (Лк);

S – площадь освещаемого помещения, (m^2);

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), (наличие в атмосфере цеха дыма), пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным $Z = 1,1$;

n – число светильников;

η – коэффициент использования светового потока, (%);

Φ – световой поток, излучаемый светильником.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ($\rho_{ст}$) и потолка (ρ_n).

Индекс помещения определяется по формуле

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} \quad (6.2)$$

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно.

Произведем расчет:

$$h = H - 0,8 = 2,8 - 0,8 = 2 \text{ (м)}, \quad (6.3)$$

где h – расчетная высота подвеса светильников над рабочей поверхностью.

Экономичность осветительной установки зависит от отношения, представленного в формуле:

$$l = \frac{L}{h}, \quad (6.4)$$

где L – расстояние между рядами светильников, м.

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = L/h$ – наивыгоднейшее расстояние между

осветительными приборами, уменьшение которого удорожает устройство и обслуживание освещения, а чрезмерное увеличение ведёт к резкой неравномерности освещённости. Эта величина зависит от кривой силы света светильника. Рекомендуется размещать люминесцентные лампы параллельными рядами, принимая $l = 1,4$, отсюда расстояние между рядами светильников:

$$L = l \cdot h = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ (м)} \quad (6.5)$$

Два ряда светильников будут расположены вдоль длинной стены помещения. Расстояние между двумя рядами светильников и стенами вычисляется по формуле:

$$L = \frac{(B - L)}{2} = \frac{(5 - 2,8)}{2} = 1,1 \text{ (м)} \quad (6.6)$$

Определим индекс помещения вычисляя по формуле (2) получаем:

$$i = \frac{35}{(7 + 5) \cdot 2} = 1,46$$

Найдем коэффициенты отражения поверхностей стен, пола и потолка.

Так как поверхность стен окрашена в серый цвет, свежепобеленные с окнами без штор, то коэффициент отражения поверхности стен $P_{ст} = 50\%$. Так как поверхность потолка светлый окрашенный, то коэффициент отражения поверхности потолка $P_{п} = 70\%$.

Учитывая коэффициенты отражения поверхностей стен, потолка и индекс помещения i , определяем значение коэффициента $\eta = 54\%$.

Подставив все значения в формулу (6.1), по которой рассчитывается световой поток одного источника света, получаем:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 35 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{8 \cdot 0,54} = \frac{17325}{4,32} = 4010,4 \text{ (лм)}$$

По полученному световому потоку подбираем лампу, наиболее подходящей является люминесцентная лампа LUMILUX T5 HO 54W/865 со световым потоком 4100 (лм).

Выразим E из формулы (6.1):

$$E = \frac{(F \cdot N \cdot n \cdot \eta)}{(k)} = \frac{(4100 \cdot 8 \cdot 0,54)}{(1,5 \cdot 35 \cdot 1,1)} = 306,7 \text{ (лм)} \quad (6.7)$$

Как видно из расчета, минимальная освещенность в пределах нормы.

Для того чтобы доказать, что использование люминесцентной лампы LUMILUX T5 HO 54W/865 является наиболее рациональным, рассчитаем необходимое количество светильников по формуле:

$$N = \frac{(E \cdot k \cdot S \cdot Z)}{(n \cdot \eta \cdot F)}, \quad (6.8)$$

где E – норма освещенности E = 300 (Лк);

k – коэффициент запаса учитывающий старение ламп и загрязнение светильников, k = 1,5;

S – площадь помещения;

Z – коэффициент неравномерности освещения, Z = 1,1;

n – число рядов светильников, n = 2;

η – коэффициент использования светового потока, η = 0,36;

F – световой поток, излучаемый светильником.

Подставим численные значения в формулу (5.8), получим количество светильников в одном ряду:

$$N = \frac{(300 \cdot 1,5 \cdot 35 \cdot 1,1)}{(2 \cdot 4100 \cdot 0,54)} = \frac{17325}{4428} \approx 3,9 \approx 4 \text{ (шт)}$$

Длина одного светильника равна 1,15 (м), в одном светильнике 2 лампы LUMILUX T5 HO 54W/865.

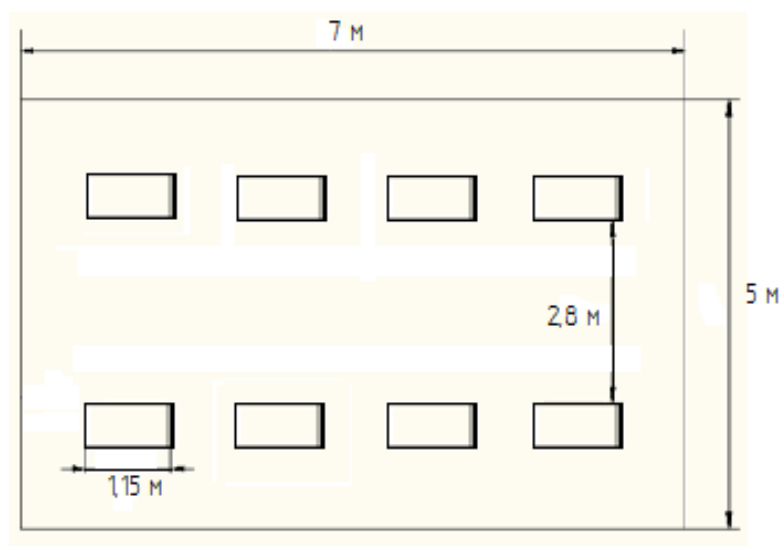


Рисунок 6.1 - План размещения светильников

6.2.4. Требования к уровням электромагнитных полей на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека, по сравнению с другими вредными производственными факторами (повышенное зрительное напряжение, психологическая перегрузка, сохранение длительное время неизменной рабочей позы).

Экран монитора и системные блоки производят электромагнитное излучение. Основная его часть происходит от системного блока и видеокабеля. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см вокруг экрана по электрической составляющей должна быть не более:

- в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц — 25 В/м;
- в диапазоне частот от 2 до 400 кГц — 2,5 В/м.

Плотность магнитного потока должна быть не более:

- в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц — 250 нТл;
- в диапазоне частот от 2 до 400 кГц — 25 нТл.

Существуют следующие способы защиты от ЭМП:

– увеличение расстояния от источника (экран должен находиться на расстоянии не менее 50 см от пользователя);

– применение приэкранных фильтров, специальных экранов и других средств индивидуальной защиты.

При работе с компьютером источником ионизирующего излучения является дисплей. Под влиянием ионизирующего излучения в организме может происходить нарушение нормальной свертываемости крови, увеличение хрупкости кровеносных сосудов, снижение иммунитета и др. Доза облучения при расстоянии до дисплея 20 см составляет 49,68 мкР/час. По нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 конструкция ЭВМ должна обеспечивать мощность экспозиционной дозы рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана не более 100 мкР/час.

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния ЭМП осуществляется согласно СанПиН 2.2.4.119-03[25] путем проведения организационных, инженерно-технических и лечебно-профилактических мероприятий.

Организационные мероприятия при проектировании и эксплуатации оборудования, являющегося источником ЭМП или объектов, оснащенных источниками ЭМП, включают:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- выделение зон воздействия ЭМП;
- расположение рабочих мест и маршрутов передвижения обслуживающего персонала на расстояниях от источников ЭМП, обеспечивающих соблюдение ПДУ;
- ремонт оборудования, являющегося источником ЭМП следует производить (по возможности) вне зоны влияния ЭМП от других источников;
- соблюдение правил безопасной эксплуатации источников ЭМП.

Инженерно-технические мероприятия должны обеспечить снижение уровней ЭМП на рабочих местах путем внедрения новых технологий и применение средств коллективной и индивидуальной защиты (когда фактические уровни ЭМП на рабочих местах превышают ПДУ, установленные для производственных воздействий).

Существуют следующие способы защиты от ЭМП:

- увеличение расстояния от источника (экран должен находиться на расстоянии не менее 50 см от пользователя);
- применение приэкранных фильтров, специальных экранов и других средств индивидуальной защиты.

В целях предупреждения и раннего обнаружения изменений состояния здоровья все лица, профессионально связанные с обслуживанием и эксплуатацией источников ЭМП, должны проходить периодические профилактические медосмотры в соответствии с действующим законодательством.

6.2.5. Электробезопасность

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Не следует работать с ПЭВМ в условиях повышенной влажности (относительная влажность воздуха длительно превышает 75 %), высокой температуры (более 35 °С). ПУЭ (6-е изд.) в разд. 1.1.13 определяют в отношении опасности поражения людей электрическим током следующие классы помещений:

1. Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

2. Помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- a. сырости (влажность более 75 %) или токопроводящей пыли;
- b. токопроводящих полов (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.);
- c. высокой температуры (выше 35 °С);
- d. возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой.

3. Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- a. особой сырости;
- b. химически активной или органической среды;
- c. одновременно двух или более условий повышенной опасности.

4. Территории размещения наружных электроустановок. В отношении опасности поражения людей электрическим током эти территории приравниваются к особо опасным помещениям.

В таблице 6.4 приведены граничные значения напряжений, при превышении которых требуется выполнение защиты от косвенного прикосновения в зависимости от категории помещения.

Таблица 6.4. Граничные значения напряжений в помещении

Категория помещения	Значение напряжения
Без повышенной опасности	>50 В перем. тока
	>120 В пост. тока
С повышенной опасностью, особо	>25 В перем. тока

опасные и наружные электроустановки	>60 В пост. тока
--	------------------

Таким образом, судя по таблице, рабочее помещение относится к помещениям без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Существует опасность поражения электрическим током в следующих случаях:

- при непосредственном прикосновении к токоведущим частям во время ремонта ЭВМ;
- при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением (в случае нарушения изоляции токоведущих частей ЭВМ);
- при прикосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает биологическое, электролитическое, теплое и механическое воздействие.

Биологическое действие тока проявляется в раздражении и возбуждении тканей и органов. Вследствие этого наблюдается судороги скелетных мышц, которые могут привести к остановке дыхания, отрывным переломам и вывихам конечностей, спазму голосовых связок.

Электрическое действие тока проявляется в электролизе (разложении) жидкостей, в том числе и крови, а так же существенно изменяет функциональное состояние клеток.

Тепловое действие электрического тока приводит к ожогам кожного покрова, а так же гибели подкожной тканей, вплоть до обугливания. Механическое действие тока проявляется в расслоении тканей и даже отрывах частей тела.

Имеются предельно допустимые уровни (ПДУ) напряжений и токов. Мероприятия по защите от поражения электрическим током – защитное

заземление. Принцип действия защитного заземления: человек должен стоять внутри контура заземления и при попадании фазного напряжения на заземленный корпус прибора, под фазным напряжением окажется как корпус прибора, так и участок земли, на которой стоит человек. При прикосновении человека с прибором между его рукой и ногами не будет возникать разницы потенциалов, и ток через человека не потечет.

Безопасность при работе электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Они регламентированы действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ), Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ потребителей) и Межотраслевым правилам по охране труда (правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей (ПОТ Р М-016-2001) [26].

Организационные меры

Основными мероприятиями, направленными на ликвидацию причин травматизма относятся:

- Систематический контроль состояния изоляции электропроводов и кабелей;
- Разработка инструкций по техническому обслуживанию и эксплуатации вычислительной техники и контроль их соблюдения;
- Соблюдения правил противопожарной безопасности;
- Своевременное и качественное выполнение работ по проведению планово профилактических работ и предупредительных ремонтов [26].

Технические меры

Во время работы следует строго выполнять следующие правила электробезопасности [27]:

- включение электрооборудования про изводить вставкой исправной вилки в исправную розетку;

- не передавать электрооборудование лицам, не имеющим права работать с ним;
- если во время работы обнаружится неисправность электрооборудования или работающий с ним почувствует хотя бы слабое действие тока, работа должна быть немедленно прекращена и неисправное оборудование должно быть, сдано для проверки или ремонта;
- отключать электрооборудование при перерыве в работе и по окончании рабочего процесса;
- перед каждым применением средства защиты работник обязан проверить его исправность, отсутствие внешних повреждений, загрязнений и срок годности (по штампу на нем);
- не наступать на проложенные на земле электрические провода и кабели временной проводки;
- неукоснительно выполнять требования плакатов и знаков безопасности.

Также, применять такие технические меры [28], как:

- Защитное заземление;
- Зануление;
- Защитное отключение;
- Изоляция токоведущих частей;
- Предупредительная сигнализация;
- Знаки безопасности;
- Средства защиты и предохранительные приспособления.

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Вследствие развития научно-технического прогресса постоянно увеличивается возможность воздействия на окружающую среду, создаются предпосылки для возникновения экологических кризисов. В то же время

прогресс расширяет возможности устранения создаваемых человеком ухудшений природной среды.

Для максимальной защиты окружающей среды требуется, полный переход к безотходным и малоотходным технологиям и производствам

Одна из самых серьезных проблем - потребление электроэнергии. С увеличением количества компьютерных систем, внедряемых в производственную сферу, увеличится и объем потребляемой ими электроэнергии, что влечет за собой увеличение мощностей электростанций и их количества. И то и другое не обходится без нарушения экологической обстановки.

Рост энергопотребления приводит к таким экологическим нарушениям, как:

- 1) изменение климата - накопление углекислого газа в атмосфере Земли (парниковый эффект);
- 2) загрязнение воздушного бассейна другими вредными и ядовитыми веществами;
- 3) загрязнение водного бассейна Земли;
- 4) опасность аварий в ядерных реакторах, проблема обезвреживания и утилизации ядерных отходов;
- 5) изменение ландшафта Земли.

Также, люминесцентные лампы, применяемые в помещении для освещения, содержат от 3 до 5 мг ртути, относящейся к 1-му классу токсичных отходов, т.е. "чрезвычайно опасные". Учитывая это, лампы требуют определенных условий для хранения, эксплуатации и утилизации.

6.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

Необходимо стремиться к снижению энергопотребления, то есть разрабатывать и внедрять системы с малым энергопотреблением.

Организация влияет на окружающую среду как потребитель электроэнергии, поскольку здесь работает большое количество электронно-вычислительной техники и осветительных приборов. Проблема эффективного использования решается за счет использования более экономичных компьютеров, а также более эффективного их использования.

Для увеличения энергосбережения необходимо:

- заменить светильники с лампами накаливания на светильники с лампами дневного света или светодиодами, предназначенными для офисных помещений и рабочих мест;

- окрасить стены помещений в светлые тона для увеличения освещенности. Окраска стен в светлые тона позволяет экономить 5-15% электроэнергии, вследствие увеличения уровня освещенности от естественного и искусственного освещения;

- повысить эффективность использования электроэнергии при автоматизации управления освещением (датчики движения, присутствия, реле времени);

- заменить электрооборудование, силовую, аудио- и видеоаппаратуру на современную, более экономичную. Например, к концу срока службы лампы падает КПД лампы, светильника. Светильники, выпущенные 20 лет назад, имели КПД максимум 65%, а современные светильники имеют КПД до 95%;

- правильно пользоваться компьютерной техникой. При активной работе за компьютером в течение дня, выключать и включать его не стоит, но стоит выключать монитор или запрограммировать переход в «спящий режим» через 4-5 минут. Компьютер потребляет до 400-500 Вт мощности, выключение монитора позволяет экономить до 100-200 Вт. Не стоит оставлять его включенным на длительное время, если вы за ним не работаете. Неиспользуемый 2 часа компьютер даже в «спящем режиме» потребляет 200-300 Вт, за месяц это порядка 12 кВт·ч. Принтеры и сканеры рекомендуется

всегда выключать, если они не используются. Это позволит сэкономить еще порядка 2-3 кВт·ч за месяц;

- исключить в помещениях не предусмотренные проектом электронагревательные приборы для отопления;
- вести ежемесячный учет расхода электроэнергии с оформлением «Ведомости снятия показаний приборов учета электроэнергии», согласно договору электроснабжения;
- содержать в чистоте окна, стены, потолки, пол помещений, а также осветительную арматуру.

Что касательно мер утилизации люминесцентных ламп, то согласно санитарным нормам отходы, содержащие ртуть, должны временно храниться в герметичных емкостях или контейнерах в закрытых помещениях, исключающих доступ посторонних лиц. Их перевозка на полигоны складирования должна осуществляться специализированными лицензированными организациями. Размещение отходов на полигонах твердых бытовых отходов категорически запрещается.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- Возникновение короткого замыкания
- Возникновение пожара

Одним из наиболее распространенных и опасных видов ЧС является пожар. Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага. Пожары причиняют значительный материальный ущерб, в ряде случаев вызывают тяжелые травмы и гибель людей. Основополагающими законодательными актами в области пожарной безопасности являются Федеральные законы о пожарной безопасности и "Технический регламент о

требованиях пожарной безопасности", определяющие общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в Российской Федерации.

Возможные причины загорания:

- неисправность токоведущих частей установок;
- работа с открытой электроаппаратурой;
- короткие замыкания в блоке питания;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- наличие горючих компонентов: документы, двери, столы, изоляция кабелей и т.п.

6.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Категории помещений по пожарной опасности

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения и здания согласно НПБ 105-03 [29] подразделяются на категории А, Б, В1 - В4, Г, Д.

Категория помещения А (взрывопожароопасная) В помещении находятся горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, а также вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

Категория помещения Б (взрывопожароопасная): В помещении находятся горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С. горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси,

при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Категории помещений В1 - В4 (пожароопасные): В помещении находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друге другом только гореть при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б. Разделение помещений на категории В1, В2, В3, В4 устанавливается в соответствии с пожарной нагрузкой, соотнесенной к площади ее размещения, т.е. в зависимости от удельной временной пожарной нагрузки:

В1 - удельная пожарная нагрузка на участке более 2200 МДж/м² .

В2 - удельная пожарная нагрузка на участке 1401- 2200 МДж/м² .

В3 - удельная пожарная нагрузка на участке 181- 1400 МДж/м² .

В4 - удельная пожарная нагрузка на участке 1- 180 МДж/м² .

Категория помещения Г: В помещении находятся негорючие вещества и материалы в горячем или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистой теплоты, искр и пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

Категория помещения Д: В помещении находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

Помещение, где проводилось исследование, относится к категории помещения Д (в помещении находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии).

Мероприятия по пожарной профилактике подразделяются на: организационные, технические, эксплуатационные и режимные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий и территорий, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение

производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

К режимным мероприятиям относятся, установление правил организации работ, и соблюдение противопожарных мер. Для предупреждения возникновения пожара от коротких замыканий, перегрузок и т. д. необходимо соблюдение следующих правил пожарной безопасности:

- исключение образования горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция);

- применение при строительстве и отделке зданий негорючих или трудно сгораемых материалов;

- правильная эксплуатация оборудования (правильное включение оборудования в сеть электрического питания, контроль нагрева оборудования);

- правильное содержание зданий и территорий (исключение образования источника воспламенения — предупреждение самовозгорания веществ, ограничение огневых работ);

- обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности;

- издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации;

- соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения;

- правильное размещение оборудования.

При возникновении аварийной ситуации необходимо:

- сообщить руководителю;

- позвонить в аварийную службу или МЧС – тел. 112;

- принять меры в соответствии с инструкцией.



Рисунок 6.2 - План эвакуации

Для обеспечения пожаробезопасности в помещении предусмотрены первичные средства пожаротушения: установлена система автоматической сигнализации и два огнетушителя типа ОУ-5 согласно ГОСТ 12.1.004-84 ССБТ огнетушители устанавливаются в помещении из расчета один огнетушитель на 40-50 м² площади, но не менее двух в помещении [30].

6.5. Организационные вопросы обеспечения безопасности

6.5.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации. То, что требуется для выполнения работ чаще должно располагаться в зоне легкой досягаемости рабочего пространства, в качестве примера рисунок 6.3 иллюстрирует зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости.

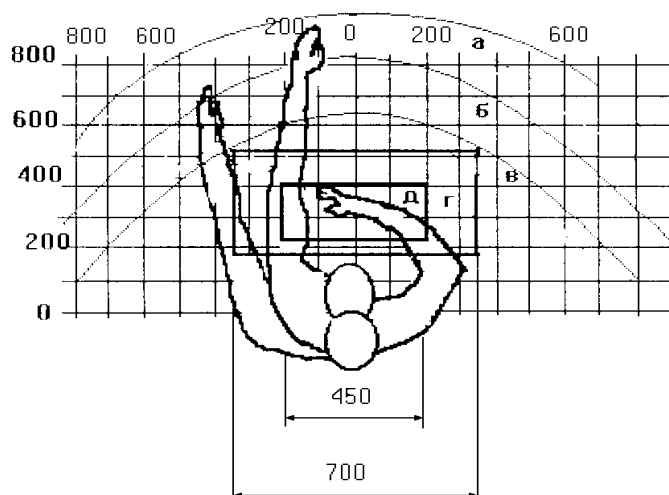


Рисунок 6.3 - Зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости

а – зона максимальной досягаемости рук;

б – зона досягаемости пальцев при вытянутой руке;

в – зона легкой досягаемости ладони;

г – оптимальное пространство для грубой ручной работы;

д – оптимальное пространство для тонкой ручной работы.

При проектировании письменного стола должны быть учтены следующие требования.

Высота рабочей поверхности стола рекомендуется в пределах 680–800 мм. Высота рабочей поверхности, на которую устанавливается клавиатура, должна быть 650 мм. Рабочий стол должен быть шириной не менее 700 мм и длиной не менее 1400 мм. Должно иметься пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной — не менее 500 мм, глубиной на уровне колен — не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног — не менее 650 мм.

Рабочее кресло должно быть подъёмно-поворотным и регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а так же расстоянию спинки до переднего края сиденья. Рекомендуется высота сиденья над уровнем пола 420–550 мм. Конструкция рабочего кресла должна обеспечивать: ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм; поверхность сиденья с заглублённым передним краем.

Монитор должен быть расположен на уровне глаз оператора на расстоянии 500–600 мм. Согласно нормам угол наблюдения в горизонтальной плоскости должен быть не более 45° к нормали экрана. Лучше если угол обзора будет составлять 30°. Кроме того должна быть возможность выбирать уровень контрастности и яркости изображения на экране. Должна предусматриваться возможность регулирования экрана. Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100–300 мм от края.

Лица, работающие на ПЭВМ, не должны иметь медицинских противопоказаний. Состояние здоровья устанавливается медицинским освидетельствованием перед устройством на работу.

Заключение

В результате исследования можно сделать следующие выводы, что при несинусоидальных режимах работы линий доля добавочных потерь может составлять значительную часть от суммарных потерь активной мощности. Для линии Алтайской энергосистемы «Арбузовская-Корчинская» доля добавочных потерь в суммарных составила 13,22%. Для линии сети ОАО «МРСК-Юга» «Сысоево-Промзона» доля добавочных потерь - 1,44%. Для линии «Р29-Чалтырь» доля добавочных потерь равна 9,68%.

В приказе №326 данные виды потерь не рассматриваются в расчётах технологических потерь. Исходя из этого, возникает коммерческий недоучёт энергии, который для распределительных компаний является источником прямых убытков, а государство недополучает налоги от потерянных компанией доходов.

Вследствие этого, необходимо проводить инструментальные обследования электрической сети для объективной оценки эффективности транспорта электроэнергии, а также уровней несинусоидальности напряжений и токов.

На основании результатов обследований можно определить точный объём потерь от высших гармонических составляющих тока, исходя из которого выбираются и проводятся такие мероприятия по снижению добавочных потерь, как:

1. снижение инъекций высших гармонических составляющих токов в электрические сети энергосистем;
2. оптимизация конструкций проектируемых ЛЭП с целью отстройки линий от развития резонансных процессов на частотах высших гармоник;
3. оптимизация структуры и конфигурации электрической сети энергосистемы.

Список изученной литературы:

1. В.С.Боровиков, Н.Н. Харлов, Т.Б. Акимжанов. О необходимости включения добавочных потерь от высших гармоник тока в технологические потери при передаче электрической энергии// Известия ТПУ. – 2013. С.91-93.

2. И.И.Карташев, В.Н. Тульский и др. Управление качеством электроэнергии/ И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г.Шамонов, Ю.В. Шаров, А.Ю. Воробьёв.; под ред. Ю.В.Шарова. –Издательский дом МЭИ, 2006. – 320с.:ил.

3. И.В. Жежеленко. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 2004.

4. А.Г. Лютаревич, А.А.Вырва, С.Ю.Долингер. Оценка дополнительных потерь мощности от высших гармоник в элементах систем электроснабжения. // Омский научный вестник - №1-77/2009.

5. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям" (с изменениями от 01.02.2010г.).

6. Коршунова Л.А., Кузьмина Н.Г., Кузьмина Е.В. Формирование тарифов на передачу и распределение электрической энергии в России // Вестник Томского государственного университета. Экономика.-2011.-№4 (16).- С.124-123.

7. Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях.

8. Красник В.В. 102 способа хищения электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1989.-176 с.

9. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, ГОСТ от 22 июля 2013 года №32144-2013.

10. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчётов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

11. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: РД 34.09.254. – Введ. 01.01.88. – 44 с.

12. Правила устройства электроустановок. СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. – 928 с.

13. Анализатор электропотребления AR5 и AR5-L. Руководство пользователя. // [Официальный сайт ООО «АТВ-ЭЛЕКТРО»]. URL: http://www.atvelectro.ru/d/405126/d/ar5_ar5-l_manual.pdf (дата обращения: 20.04.2017)

14. Кузьмин Д.А., Горячев В.Я. Исследование качества электрической энергии при наличии потребителей с нелинейными нагрузками // Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Технические науки. – 2011. – №1(17). – С. 148-155.

15. Боровиков В.С., Волков М.В., Иванов В.В., Литвак В.В., Мельников В.А., Погонин А.В., Харлов Н.Н., Акимжанов Т.Б. Режимные свойства электрических сетей 110 кВ юга России в обеспечении эффективности транспорта электроэнергии. Томск, СТТ, 2013. – 268 с.

16. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). М., 1974 г. – 832 с.

17. Акимжанов Т.Б. Разработка методики расчёта добавочных потерь в воздушных линиях электропередач и оценки их уровня в электрических сетях. Томск, НИ ТПУ, 2015. – 168 с.

18. И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. Ил

19. Энерго24. Новости энергетики. // URL: <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2017/12320.html> (дата обращения: 25.04.2017).

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

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

22.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

23.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность.

24.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

25.СанПиН 2.2.4.1191-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.

26.Правила устройства электроустановок. – Седьмое издание. Дополненное с исправлениями. – Н.: Сиб. Унив. Изд-во, 2007.

27.Ефремова О.С. Требования охраны труда при работе на персональных электронно-вычислительных машинах. 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Альфа Пресс, 2008. – 176с.

28.Приказ Минтруда России от 24.07.2013 №328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

29. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

30.ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.