

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

Институт Энергетический

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрические сети и электротехника

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Исследование особенностей добавочных потерь в электрических сетях 110 кВ	
УДК <u>621.311.1.017.001.5</u>	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4В	Шимохин Павел Александрович		

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	Фигурко А.А.	К.Э.Н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	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. доцент		

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.

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

Институт Энергетический

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрические сети и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭСиЭ

_____ А.В. Прохоров
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
5AM4B	Шимохину Павлу Александровичу

Тема работы:

Исследование особенностей добавочных потерь в электрических сетях 110 кВ

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.01.2016г. № 274/с
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Результаты измерений параметров режима работы электрической сети 110 кВ энергосистем Сибири и Юга России.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	1) анализ существующих методов расчета потерь электроэнергии в аспекте применимости их к расчету добавочных потерь; 2) ознакомление с современной инструментальной базой для проведения энергетического обследования; 3) оценка уровня добавочных потерь активной мощности электроэнергии в сетях различного назначения на основе уникального математического аппарата.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	- Схемы участков сети 110 кВ исследуемых линий; - Графики изменения фазных токов нагрузки линий 110 кВ; - Графики изменения коэффициента искажения синусоидальности напряжения и тока; - Гистограммы гармонических составляющих напряжения и тока для одного из моментов наибольшего искажения синусоидальности тока; - Осциллограммы фазных напряжений и тока для одного из моментов наибольшего искажения синусоидальности тока; - Структура потерь активной мощности и энергии в линиях 110 кВ; - Доля добавочных потерь активной мощности в процентах от суммарных потерь в линии 110 кВ.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко Аркадий Альбертович
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Additional power losses from unbalance and non-sinusoidal current in electrical facility and methods to reduce them	Низкодубов Гавриил Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Влияние высших гармоник на электроустановки	
Методы снижения влияния высших гармоник на электроустановки	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.10.2014г.
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	В.Я.Ушаков	Д.Т.Н. профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4В	Шимохин Павел Александрович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 203 с., 98 рис., 53 табл., 38 источников, 11 прил.

Ключевые слова: несинусоидальность формы тока, добавочные потери, воздушные линии, математическая модель.

Объектом исследования являются электрические сети 110 кВ различного назначения.

Целью данной диссертационной работы является исследование особенностей добавочных потерь от несинусоидальности формы тока в электрических сетях 110 кВ различного назначения.

В процессе исследования проводились:

- 1) анализ существующих методов расчета потерь электроэнергии в аспекте применимости их к расчету добавочных потерь;
- 2) ознакомление с современной инструментальной базой для проведения энергетического обследования;
- 3) оценка уровня добавочных потерь активной мощности электроэнергии в сетях различного назначения на основе уникального математического аппарата.

В результате исследования получены зависимости уровней добавочных потерь от несинусоидальности формы тока в электрических сетях 110 кВ различного назначения.

Степень внедрения: стадия глубокой переработки и детального изучения.

Область применения: оценка возможного уровня добавочных потерь электроэнергии от несинусоидальности формы тока в существующих и проектируемых линиях электропередачи 110 кВ.

Экономическая эффективность/значимость работы состоит в том, что материалы, представленные в работе, могут быть использованы в системах электроснабжения РФ.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Добавочные потери электроэнергии от несинусоидальности формы тока – потери в элементах электрической сети, вызванные протеканием несинусоидального тока за вычетом потерь от тока основной частоты.

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

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

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

Силовой трансформатор - статическое устройство, имеющее две или более обмотки, предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного напряжения и тока в одну или несколько других систем переменного напряжения и тока, имеющих обычно другие значения при той же частоте, с целью передачи мощности.

СОКРАЩЕНИЯ

БСК - батареи статических конденсаторов

ВЛ - воздушная линия

ВЧ - высокочастотная

ЛЭП – линии электропередачи

НТУ - научно-технический уровень проекта

СЗА - степени загрязненности атмосферы

СК - синхронный компенсатор

СН – собственные нужды

СТК - статический тиристорный компенсатора

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ШР - шунтирующий реактор

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	15
1 Литературный обзор	18
1.1 Общая структура потерь электрической энергии.....	18
1.2 Методы расчета потерь электрической энергии.....	22
1.2.1 Методы расчета условно-постоянных потерь электрической энергии	22
1.2.2 Расчет активных сопротивлений линий, обмоток трансформаторов (автотрансформаторов).....	24
1.2.3 Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии в воздушных линиях и трансформаторах.....	27
1.2.4 Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии в электрической сети в целом.....	31
1.3 Структура потерь электрической энергии в сети напряжением 110 кВ	34
1.3.1 Потери электрической энергии в воздушных линиях.....	35
1.3.2 Потери электрической энергии в трансформаторах.....	41
2 Добавочные потери электрической энергии от несинусоидальности формы тока в электрических сетях 110 кВ различного назначения.....	43
2.1 Обзор назначения отдельных линий электропередачи 110 кВ в энергосистемах Сибири и юга России	43
2.1.1 Сети промышленных предприятий.....	43
2.1.2 Сети питающие тяговые подстанции.....	44
2.1.3 Сети городских подстанций.....	45
2.1.4 Сети питающие сельскохозяйственные потребители	46
2.2 Результаты инструментального обследования линий 110 кВ различного назначения.....	46
2.2.1 Сети промышленных предприятий.....	47
2.2.2 Сети питающие тяговые подстанции.....	53
2.2.3 Сети городских подстанций.....	59
2.2.4 Сети питающие сельскохозяйственные потребители	65

2.3 Расчет добавочных потерь электрической энергии от несинусоидальности формы тока в линиях 110 кВ различного назначения	71
2.3.1 Понятие добавочных потерь	71
2.3.2 Описание принципа работы программы для расчета добавочных потерь	72
2.3.3 Результаты расчета потерь электрической энергии от несинусоидальности формы тока	74
2.4 Анализ структуры потерь электрической энергии в линиях 110 кВ различного назначения	77
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	88
3.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проекта (НТУ)	88
3.2 Организация и планирование работ по проведению расчета и анализа данных	90
3.2.1 Продолжительность этапов работ	91
3.3 Расчет сметы затрат на проведение расчетов и анализа данных	94
3.3.1 Расчет затрат на материалы	94
3.3.2 Расчет оплаты труда по договору подряда.....	95
3.3.3. Расчет отчислений от оплаты труда по договору подряда.....	95
3.3.4 Расчет затрат на электроэнергию	96
3.3.5 Расчет прочих расходов.....	98
3.3.6 Расчет общей себестоимости разработки.....	98
3.4 Диаграмма Исикавы.....	99
3.5 Оценка рисков проекта	101
4 Социальная ответственность.....	105
4.1 Анализ опасных и вредных факторов	106
4.2 Производственная санитария.....	106
4.2.1 Микроклимат	107
4.2.2 Шумы и мероприятия по их снижению.....	109
4.2.3 Освещение на рабочем месте.....	110
4.2.4 Влияние электромагнитных полей.....	113
4.3 Техника безопасности.....	115

4.3.1 Электробезопасность	115
4.4 Охрана окружающей среды	116
4.5 Чрезвычайные ситуации.....	117
4.6 Организация работы отдела по охране труда	121
4.7 Особенности законодательного регулирования проектных решений.	123
Заключение	124
Список использованных источников	127
Приложение А Подстанция «Ширпотреб».....	131
Приложение Б Подстанция «Юргинская».....	137
Приложение В Подстанция «Сальская»	143
Приложение Г Подстанция «Т10»	148
Приложение Д Подстанция «Т15».....	154
Приложение Е Подстанция «Р5»	160
Приложение Ж Подстанция «Р22»	166
Приложение И Подстанция «Заречная».....	172
Приложение К Подстанция «Топчихинская».....	178
Приложение Л Подстанция «Михайловская»	184
Приложение М Additional power losses from unbalance and non-sinusoidal current in electrical facility and methods to reduce them	190

Введение

В современном мире электроэнергия является важнейшей составляющей любого производственного процесса. Вопросы повышения эффективности генерации, передачи и потребления электрической энергии встают наиболее остро. На эффективность использования электрической энергии оказывают влияние определенные факторы, имеющие технологический, конструктивный и эксплуатационный характер.

Потери электрической энергии являются одним из самых важных показателей экономической и технической эффективности работы электрической сети и оборудования. Снижение потерь электрической энергии – одно из важнейших составляющих комплекса мероприятий по энергосбережению, позволяющее минимизировать расходы и повысить эффективность использования энергетических объектов и систем.

На стадии проектирования электрической сети, в виду отсутствия полных данных по нагрузкам, потери электрической энергии не являются доминирующим фактором.

В условиях эксплуатации сетей, потери электрической энергии являются важнейшим фактором, характеризующим эффективность работы сети. Поэтому, для оценки эффективности необходим максимально точный расчет потерь с учетом наибольшего числа внешних воздействующих факторов [1].

В настоящее время, расчет технических потерь электроэнергии в электрических сетях производится на основе методики, утвержденной приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 года №326 [5]. Данная методика предназначена для «идеализированного» режима, где токи и напряжения в сети симметричны и синусоидальны. Практика показывает, что в большинстве случаев токи и напряжения в сети зависят от многих факторов, в том числе от особенностей нагрузки потребителей электроэнергии, зачастую несимметричны и несинусоидальны. Поэтому, возникает вопрос: «Нет ли потерь, которых не учитывает вышеуказанная методика»? Данным

вопросом занимались многие отечественные и зарубежные ученые, такие как: Жежеленко И.В., Смирнов С.С., Манусов В.З., Карташев И.И., Тульский Н.В., Харлов Н.Н., Горюнов В.Н., Arrillaga J.

В данной работе рассмотрен возможный вариант расчета потерь, учитывающий влияние несинусоидальности фазных токов в электрической сети, так называемых добавочных потерь электроэнергии от несинусоидальности формы тока.

Данный подход может использоваться для более точного расчета потерь в сетях предприятий и энергосистем, а также для оценки срока службы электрооборудования.

Достоверный расчет потерь электроэнергии, учитывающий наибольшее количество факторов, необходим для тарифообразования, в которое закладываются потери энергии при ее передаче. В настоящее время, добавочные потери не учитываются при расчете потерь по методике [5] и, соответственно, не отражаются в тарифах.

Отсутствие надлежащим образом утвержденной нормативной и методической базы для расчета добавочных потерь не позволяет объективно оценить технические потери (искажение синусоидальности тока в большинстве случаев обусловлено нагрузкой потребителя), что приводит к экономическим убыткам от недоучета энергии.

Уточнение расчета потерь благотворно отразится на электросетевых компаниях, осуществляющих передачу электроэнергии, а именно в уменьшении коммерческих потерь.

Целью данной диссертационной работы является исследование особенностей добавочных потерь от несинусоидальности формы тока в электрических сетях 110 кВ различного назначения.

Основными задачами, решаемыми в работе, являются:

- 1) анализ существующих методов расчета потерь электроэнергии в аспекте применимости их к расчету добавочных потерь;

2) ознакомление с современной инструментальной базой для получения достоверной информации о параметрах режима работы электрической сети;

3) оценка уровня добавочных потерь активной мощности электроэнергии в сетях различного назначения на основе уникального математического аппарата.

1 Литературный обзор

1.1 Общая структура потерь электрической энергии

Электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, является единственным видом продукции, который для своего перемещения расходует часть самого себя, не требуя для этого других ресурсов, в отличие от перемещения материальной продукции, которое требует определенных затрат. Расход электроэнергии на проведение полезной работы по ее передаче традиционно называют потерями электроэнергии. [2]

В сетях предприятий электрификации и энергетики напряжением до 220 кВ электрические потери составляют порядка 78 % от общих потерь, из них в сетях 0,38–10,00 кВ – 34 %; в сетях 35 кВ – 16 % и в сетях 110–220 кВ – 28 %. [3]

В табл. 1.1 показаны удельные потери электроэнергии при транспортировке и распределении в ряде наиболее крупных стран.

Таблица 1.1 - Потери электроэнергии при транспортировке и распределении в ряде наиболее крупных стран [3]

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

Разделить потери электрической энергии на составляющие можно по различным критериям: группам элементов, классам напряжения, производственным подразделениям, характеру потерь (постоянные, переменные) и т.п. Для анализа и нормирования потерь целесообразно

использовать укрупненную структуру потерь электрической энергии, в которой потери классифицированы на составляющие в соответствии с их физической природой и спецификой методов определения их количественных значений. [4]

Фактические (отчетные) потери электрической энергии определяются как разность электроэнергии, поступившей в сеть и отпущенной из сети потребителям. [2]

Фактические потери электрической энергии можно разделить на четыре составляющие:

1) технические потери электрической энергии, обусловлены физическими процессами, которые происходят при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражаются в преобразовании в элементах сетей части электроэнергии в тепло. Теоретически данные могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на данном объекте. Практическая оценка действительных значений технических потерь с приемлемой точностью при помощи средств измерений невозможна. В отдельном элементе это обуславливается сравнительно низким значением потерь, сравнимым с погрешностью приборов учета. Значение технических потерь на реальном сетевом объекте можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники.

Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки (условно постоянные), составляют 24,7 %, нагрузочные потери (зависимые от величины, передаваемой по сети мощности) – 75,3 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь, 86 % – потери в линиях электропередачи (ЛЭП) и 14 % – в трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии, 67 % составляют потери холостого хода трансформаторов, 11 % – собственные нужды (СН) подстанций, 22 % – прочие потери [3];

2) расход электрической энергии на СН подстанций, необходимый для жизнедеятельности обслуживающего персонала и обеспечения работы

технологического оборудования подстанций. Этот расход учитывается при помощи счетчиков, установленных на трансформаторах СН подстанций;

3) потери электрической энергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери). Эти потери рассчитываются на основе данных режимов работы приборов, используемых для измерения энергии (трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и электросчетчики) и их метрологических характеристик. В расчете метрологических потерь учитывают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, а также приборы учета расхода на СН подстанций;

4) коммерческие потери, обуславливаются хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Данные потери не имеют самостоятельного математического описания, а следовательно не могут быть рассчитаны автономно. Их величину определяют как разность между фактическими потерями и суммой остальных составляющих.

Три первые составляющие в укрупненной структуре потерь обусловлены технологией процесса передачи электрической энергии по сетям и ее инструментального учета. Сумму этих составляющих можно описать термином технологические потери. Коммерческие потери - обусловлены воздействием «человеческого фактора» и включают в себя все проявления такого воздействия: потребление энергии помимо счетчиков, сознательные хищения электроэнергии абонентами с помощью изменения показаний приборов учета, неуплату или неполную оплату показаний, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении мест установки приборов учета и границ балансовой принадлежности сетей) и т. п. [4]

Структура потерь электрической энергии, в которой укрупненные составляющие сгруппированы по различным критериям, приведена на рис. 1.1.

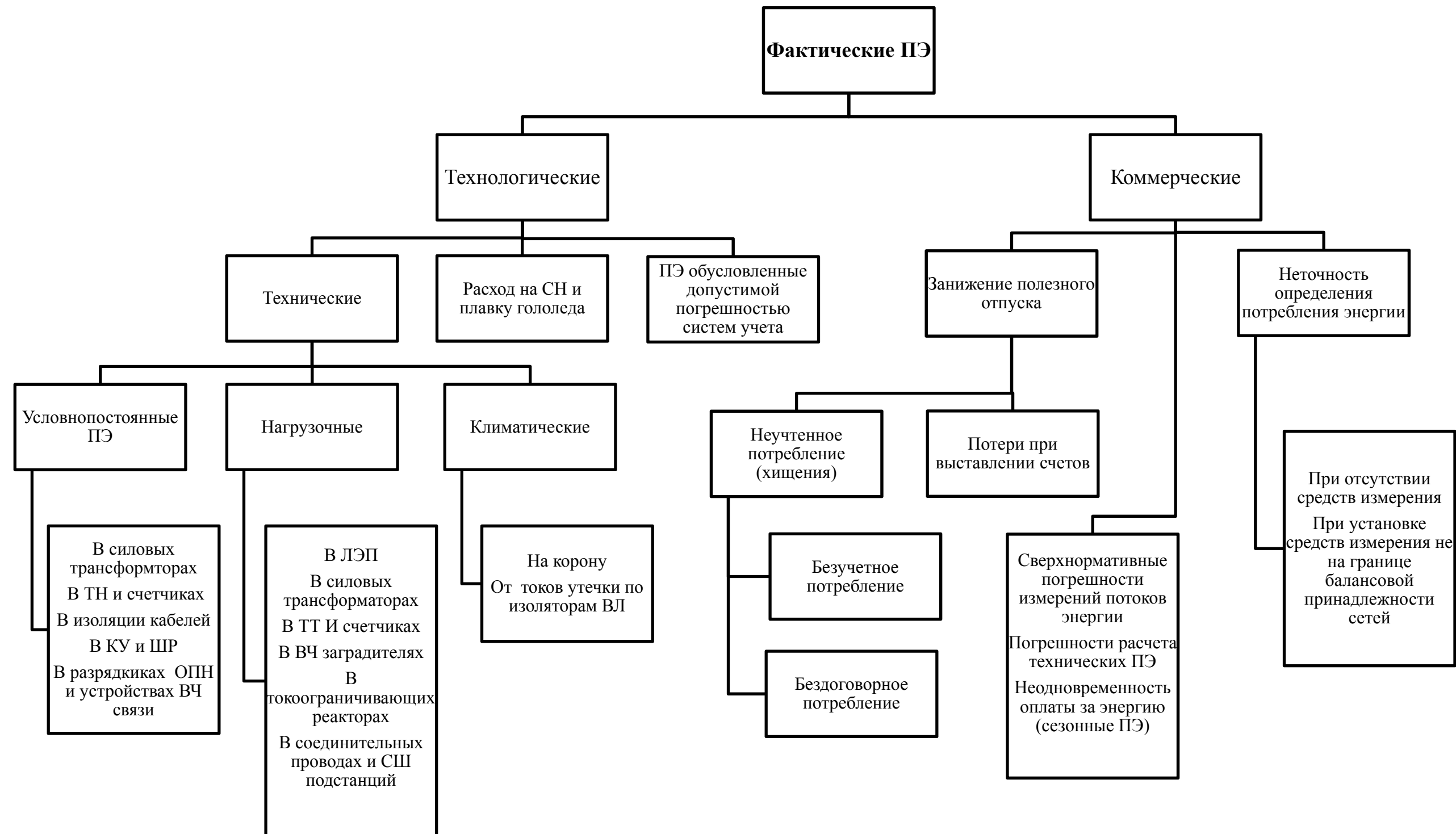


Рисунок 1.1 – Структура фактических потерь

1.2 Методы расчета потерь электрической энергии

В целях организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии и их снижения в электрических сетях организаций, осуществляющих услуги по передаче электроэнергии, в том числе территориальных сетевых организаций, федеральной сетевой компании и магистральных сетевых компаний разработана «Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» [5].

1.2.1 Методы расчета условно-постоянных потерь электрической энергии

1) Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \text{кВ} \quad (1.1)$$

где T_{pi} - число часов работы трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, ч;

U_i - напряжение на высшей стороне трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, кВ;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора (автотрансформатора), кВ.

Напряжение на трансформаторе (автотрансформаторе) определяется с помощью измерений или с помощью расчета установившегося режима сети в соответствии с законами электротехники. Допускается, для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) потери мощности холостого хода

определять с учетом их технического состояния и срока службы путем измерений этих потерь методами, применяемыми на заводах-изготовителях при установлении паспортных данных трансформаторов (автотрансформаторов).

2) Потери электроэнергии на корону определяются на основе данных об удельных потерях мощности и о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода. При этом к периодам хорошей погоды (для целей расчета потерь на корону) относят погоду с влажностью менее 100% и гололед; к периодам влажной погоды - дождь, мокрый снег, туман.

При отсутствии данных о продолжительности видов погоды, в течение расчетного периода, потери электроэнергии на корону определяются по табличным данным, представленным в [5], в зависимости от региона расположения линии.

3) Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий (ВЛ) определяются на основе данных об удельных потерях мощности и о продолжительности видов погоды в течение расчетного периода. По влиянию на токи утечки, виды погоды объединяются в 3 группы:

1 группа - хорошая погода с влажностью менее 90%, сухой снег, изморозь, гололед;

2 группа - дождь, мокрый снег, роса, хорошая погода с влажностью 90% и более;

3 группа - туман.

При отсутствии данных о продолжительности различных погодных условий годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий (ВЛ) принимаются по табличным данным, представленным в [5].

4) Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда. При отсутствии таких приборов учета допускается использование данных,

представленных в [5], в зависимости от района расположения ВЛ по гололеду.

Также, в [5] рассмотрены расчеты потерь в шунтирующих реакторах (ШР), синхронных компенсаторах (СК), батареях статических конденсаторов (БСК), статических тиристорных компенсаторах (СТК), вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения высокочастотной (ВЧ) связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках, изоляции силовых кабелей и расход электроэнергии СН подстанций.

1.2.2 Расчет активных сопротивлений линий, обмоток трансформаторов (автотрансформаторов)

1) Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

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

где r_0 - удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20 °С, Ом/км;

L - длина линии, км;

Θ - средняя температура провода за базовый период, °С;

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

В формуле (1.2) принимается, что при средней загрузке линий ниже экономической плотности тока, температура провода приблизительно равна температуре воздуха. При отсутствии данных о температуре провода, она принимается равной 20°С.

2) Активное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{B_{\text{ном}}}^2}{S_{\text{ном}}^2} 10^{-3}, \text{ Ом / фазу}, \quad (1.3)$$

где ΔP_{K3} - потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{B_{\text{ном}}}$ - номинальное напряжение высшей обмотки, кВ;

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВ·А .

В случае двухобмоточных однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{B_{\text{ном}}}^2}{3^2 S_{\text{ном тр}}^2} 10^{-3}, \text{ Ом / фазу}, \quad (1.4)$$

где $S_{\text{ном тр}}$ - номинальная мощность двухобмоточного однофазного трансформатора, МВ·А .

3) Активные сопротивления трехобмоточного трехфазного трансформатора (автотрансформатора), при равных мощностях обмоток высшего, среднего и низшего напряжений, определяются, в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$\begin{aligned} R_{TB} &= \frac{U_{B_{\text{ном}}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{K3B-H} + \Delta P_{K3C-H} - \Delta P_{K3C-H}) 10^{-3}, \text{ Ом}, \\ R_{TC} &= \frac{U_{B_{\text{ном}}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{K3B-C} + \Delta P_{K3C-H} - \Delta P_{K3B-H}) 10^{-3}, \text{ Ом}, \\ R_{TH} &= \frac{U_{B_{\text{ном}}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{K3B-H} + \Delta P_{K3C-H} - \Delta P_{K3B-C}) 10^{-3}, \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (1.5)$$

где $\Delta P_{K3 B-C}$, $\Delta P_{K3 B-H}$, $\Delta P_{K3 C-H}$ - потери мощности короткого замыкания для пар обмоток, кВт;

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трехобмоточного трехфазного трансформатора, МВ·А .

Активные сопротивления трехобмоточного трехфазного трансформатора с обмотками различной номинальной мощности,

определяются, в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$\begin{aligned} R_{TB} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2S_{\text{НОМ}}^2} \left(\frac{\Delta P_{K3B-H}}{\alpha^2} + \Delta P_{K3B-C} - \frac{\Delta P_{K3C-H}}{\alpha^2} \right) 10^{-3}, \text{ Ом}, \\ R_{TC} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2S_{\text{НОМ}}^2} \left(\Delta P_{K3B-C} + \frac{\Delta P_{K3C-H}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{K3B-H}}{\alpha^2} \right) 10^{-3}, \text{ Ом}, \\ R_{TC} &= \frac{U_{B\text{НОМ}}^2}{2S_{\text{НОМ}}^2} \left(\frac{\Delta P_{K3B-H}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{K3C-H}}{\alpha^2} - \Delta P_{K3B-C} \right) 10^{-3}, \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

где α - коэффициент, учитывающий приведение потерь короткого замыкания для трансформаторов с обмотками различной номинальной мощности к мощности обмотки высшего напряжения:

$$\alpha = 1 - \frac{U_{C\text{НОМ}}}{U_{B\text{НОМ}}}, \text{ о.е.}, \quad (1.7)$$

где $U_{B\text{НОМ}}$, $U_{C\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение высшей и средней обмотки, кВ.

Сквозное активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{CKB} = \frac{\Delta P_{K3} U_{B\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} 10^{-3}, \text{ Ом}, \quad (1.8)$$

где ΔP_{K3} - потери короткого замыкания при номинальной нагрузке обмотки высшего напряжения, кВт.

4) Активные сопротивления трехобмоточных однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, определяются по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} U_{B\text{НОМ}}^2}{3^2 S_{\text{НОМ TP}}^2} 10^{-3}, \text{ Ом / фазу}, \quad (1.9)$$

где $S_{\text{ном тр}}$ - номинальная мощность трехобмоточного однофазного трансформатора из группы, МВ·А.

5) Активные сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой, определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{TB} = 10^{-3} \Delta P_{K3} \frac{U_{B \text{ ном}}^2}{2S_{\text{ном}}^2}, \text{ Ом}, \quad (1.10)$$
$$R_{TH1} = R_{TH2} = 2R_{TB}.$$

1.2.3 Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии в воздушных линиях и трансформаторах

Согласно [5], нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрических сетей могут быть рассчитаны одним из двух методов в зависимости от информационной обеспеченности.

1.2.3.1 Метод оперативных расчетов

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = 3R \sum_{j=1}^M (I_j^2 \Delta t_j) 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.11)$$

где R - активное сопротивление ВЛ или двухобмоточного трансформатора, Ом;

I_j - токовая нагрузка ВЛ или двухобмоточного трансформатора, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А;

P_j , Q_j - значения активной и реактивной мощности ВЛ или двухобмоточного трансформатора, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар;

U_j - значение напряжения на ВЛ двухобмоточного трансформатора, 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.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{H TPj} = \sum_{j=1}^M 3(I_{AT(TP)Bj}^2 R_{AT(TP)B} + I_{AT(TP)Cj}^2 R_{AT(TP)C} + I_{AT(TP)Hj}^2 R_{AT(TP)H}) \Delta t_j 10^{-3} =$$

$$= \sum_{j=1}^M \left(\frac{P_{AT(TP)Bj}^2 + Q_{AT(TP)Bj}^2}{U_{AT(TP)Bj}^2} R_{AT(TP)B} + \frac{P_{AT(TP)Cj}^2 + Q_{AT(TP)Cj}^2}{U_{AT(TP)Cj}^2} R_{AT(TP)C} + \frac{P_{AT(TP)Hj}^2 + Q_{AT(TP)Hj}^2}{U_{AT(TP)Hj}^2} R_{AT(TP)H} \right) \Delta t_j 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.12)$$

где $P_{AT(TP)Bj}$, $P_{AT(TP)Cj}$, $P_{AT(TP)Hj}$, $Q_{AT(TP)Bj}$, $Q_{AT(TP)Cj}$, $Q_{AT(TP)Hj}$, $I_{AT(TP)Bj}$, $I_{AT(TP)Cj}$, $I_{AT(TP)Hj}$ - значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), принимаемые на интервале Δt_j неизменными, МВт, Мвар, А, соответственно;

$U_{AT(TP)Bj}$, $U_{AT(TP)Cj}$, $U_{AT(TP)Hj}$ - значения напряжения по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора) на интервале времени Δt_j , кВ;

$R_{AT(TP)B}$, $R_{AT(TP)C}$, $R_{AT(TP)H}$ - активные сопротивления обмоток автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), Ом.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j расчетного периода T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

1.2.3.2 Метод средних нагрузок

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ или двухобмоточном трансформаторе за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{И}} = k_k \Delta P_{\text{CP}} T k_{\Phi}^2, \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.13)$$

где ΔP_{CP} - потери мощности в ВЛ или двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт,

k_{Φ} - квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

k_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

T - число часов в базовом периоде, ч.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в ВЛ или двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{CP}} = 3 I_{\text{CP}}^2 R 10^{-3} = \frac{P_{\text{CP}}^2 + Q_{\text{CP}}^2}{U_{\text{CP}}^2} R = \frac{P_{\text{CP}}^2 + (1 + \text{tg}^2 \phi)}{U_{\text{CP}}^2} R \cdot 10^3, \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.14)$$

где P_{CP} , Q_{CP} - средние значения активной и реактивной мощности за базовый период T , МВт, Мвар;

$\text{tg} \phi$ - коэффициент реактивной мощности, о.е.;

U_{CP} - среднее напряжение элемента за базовый период T , кВ;

I_{CP} - среднее значение токовой нагрузки, А;

R - активное сопротивление ВЛ или двухобмоточного трансформатора, Ом.

Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) за базовый период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{AT(TP)}} = k_k \Delta P_{\text{CP}} T k_{\Phi}^2, \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.15)$$

где ΔP_{cp} - потери мощности в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) при средних за базовый период нагрузках, кВт.

Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\begin{aligned} \Delta W_{H \text{ AT(TP)}} &= 3(I_{CPAT(TP)B}^2 R_{AT(TP)B} + I_{CPAT(TP)C}^2 R_{AT(TP)C} + I_{CPAT(TP)H}^2 R_{AT(TP)H}) \cdot 10^{-3} = \\ &= \left(\frac{P_{CPAT(TP)B}^2 + Q_{CPAT(TP)B}^2}{U_{CPAT(TP)B}^2} R_{AT(TP)B} + \frac{P_{CPAT(TP)C}^2 + Q_{CPAT(TP)C}^2}{U_{CPAT(TP)C}^2} R_{AT(TP)C} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{P_{CPAT(TP)H}^2 + Q_{CPAT(TP)H}^2}{U_{CPAT(TP)H}^2} R_{AT(TP)H} \right) \cdot 10^{-3} = \\ &= \left(\frac{P_{CPAT(TP)B}^2 + (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(TP)B}^2} R_{AT(TP)B} + \frac{P_{CPAT(TP)C}^2 + (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(TP)C}^2} R_{AT(TP)C} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{P_{CPAT(TP)H}^2 + (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{CPAT(TP)H}^2} R_{AT(TP)H} \right) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.16) \end{aligned}$$

где $P_{CPAT(TP)B}$, $P_{CPAT(TP)C}$, $P_{CPAT(TP)H}$, $Q_{CPAT(TP)B}$, $Q_{CPAT(TP)C}$, $Q_{CPAT(TP)H}$, $I_{CPAT(TP)B}$, $I_{CPAT(TP)C}$, $I_{CPAT(TP)H}$ - средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за базовый период T по обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), МВт, Мвар, А;

$U_{CPAT(TP)B}$, $U_{CPAT(TP)C}$, $U_{CPAT(TP)H}$ - средние значения напряжения за базовый период T по высшей, средней и низшей обмоткам автотрансформатора (трехобмоточного трансформатора), кВ;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$R_{AT(TP)B}$, $R_{AT(TP)C}$, $R_{AT(TP)H}$ - активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

Средняя нагрузка определяется по формуле (1.16) для каждой обмотки отдельно.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за базовый период T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

1.2.4 Методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии в электрической сети в целом

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за T часов (D дней) могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей:

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

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1-4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники. Потери электроэнергии по методам 2-4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчетных интервалов).

Метод оперативных расчетов состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W = 3 \sum_{j=1}^n R_j \sum_{i=1}^m I_{ji}^2 \Delta t_{ji} 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.17)$$

где n - число элементов сети;

Δt_{ij}^2 - интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;

m - число интервалов времени.

Токовые нагрузки элементов сети определяются на основе данных диспетчерских ведомостей, оперативных измерительных комплексов и автоматизированных систем учета электрической энергии.

Метод расчетных суток состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_L k_{\phi.m}^2 \Delta W_{\text{сут}} D_{\text{экв}j}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.18)$$

где $\Delta W_{\text{сут}}$ - потери электроэнергии за сутки расчетного месяца со среднесуточным отпуском электроэнергии в сеть $W_{\text{ср.сут}}$ и конфигурацией графиков нагрузки в узлах, соответствующей контрольным замерам, кВт.ч;

k_L - коэффициент, учитывающий влияние потерь в armature ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$k_{\phi.m}$ - квадрат коэффициента формы графика суточных отпусков электроэнергии в сеть (график с числом значений, равным числу дней в месяце контрольных замеров);

$D_{\text{экв}j}$ - эквивалентное число дней в j -м расчетном интервале, определяемое по формуле:

$$D_{\text{экв}j} = \sum_{i=1}^{N_i} W_{Mi}^2 D_{Mi} / W_{\text{мр}}^2 D_{\text{экв}j}, \quad (1.19)$$

где W_{Mi} - отпуск электроэнергии в сеть в i -м месяце с числом дней D_{Mi} , кВт.ч;

$W_{м.р}$ - то же, в базовом месяце, кВт.ч;

N_j - число месяцев в j -м расчетном интервале.

При расчете потерь электроэнергии за месяц $D_{э.кв. j} = D_{м. i}$.

Потери электроэнергии за расчетные сутки $\Delta W_{сут}$ определяются как сумма потерь мощности, рассчитанная для каждого часового интервала расчетных суток.

Потери электроэнергии в базовом периоде определяются как сумма потерь во всех расчетных интервалах года. Допускается определять годовые потери электроэнергии на основе расчета $\Delta W_{сут}$ для зимнего дня контрольных замеров, принимая в формуле (1.19) $N_j = 12$.

Коэффициент определяется по формуле:

$$k_{фм}^2 = \sum_{i=1}^{D_i} W_i^2 / W_{ср.сут}^2 D_{м}, \quad (1.20)$$

где W_i - отпуск электроэнергии в сеть за i -й день месяца, кВт.ч;

$D_{м}$ - число дней в месяце.

Метод средних нагрузок состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_{л} k_{к} \Delta P_{ср} T_j k_{ф}^2, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.21)$$

где $\Delta P_{ср}$ - потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт;

$k_{ф}$ - квадрат коэффициента формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал;

$k_{к}$ - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети;

T_j - продолжительность j -го расчетного интервала, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный интервал определяется по формуле:

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_j^2 \Delta t_j / (P_{cp}^2 T), \quad (1.22)$$

где P_j - значение нагрузки на i -й ступени графика продолжительностью Δt_i , кВт;

m - число ступеней графика на расчетном интервале;

P_{cp} - средняя нагрузка сети за расчетный интервал, кВт.

Метод числа часов наибольших потерь мощности состоит в расчете потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{Hj} = k_{\text{л}} k_{\text{к}} \Delta P_{\text{max}} T_j \tau_0, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.23)$$

где ΔP_{max} - потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт;

τ_0 - относительное число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал.

Относительное число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau_0 = \sum_{i=1}^m P_j^2 \Delta t_i / (P_{\text{max}}^2 T_j), \quad (1.24)$$

где P_{max} - наибольшее значение из m значений P_i в расчетном интервале, кВт.

1.3 Структура потерь электрической энергии в сети напряжением 110 кВ

Структура технических потерь электрической энергии в сетях напряжением 110 кВ и их процентное соотношение в соответствии с [6] показаны на рис. 1.2.

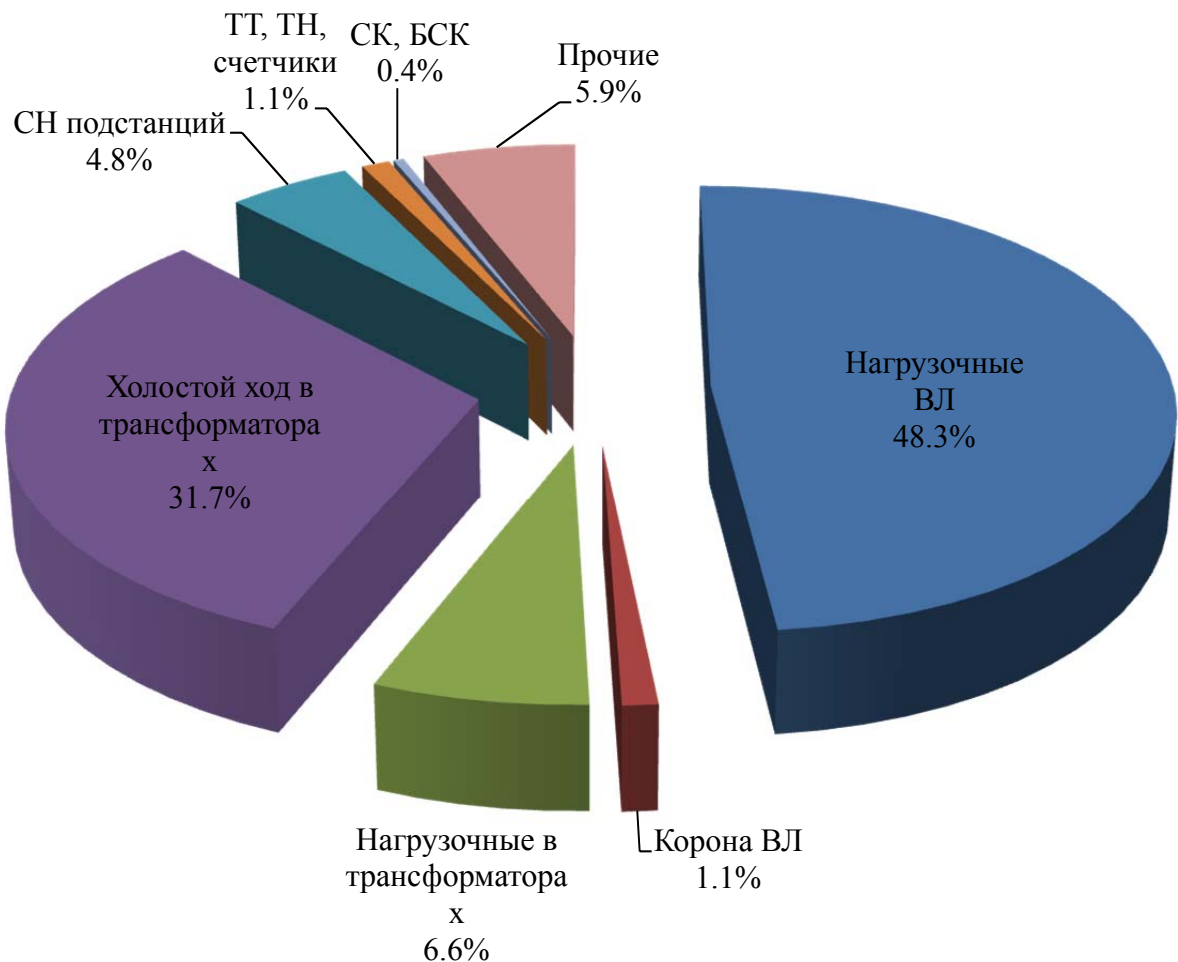


Рисунок 1.2 – Структура технических потерь в сети 110 кВ

Как видно из рисунка, основную часть потерь составляют потери в ВЛ (49,4 %) и потери в силовых трансформаторах (38,3 %).

1.3.1 Потери электрической энергии в воздушных линиях

1.3.1.1 Нагрузочные потери

Нагрузочные потери в линии относятся к технологическим потерям электроэнергии и определяют по формуле:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 Q^2}{U^2} R, \text{ кВт}, \quad (1.25)$$

где P , Q - активная и реактивная мощности, передаваемые по элементу, кВт, кВАр;

R – сопротивление фазы, кОм;

U – линейное напряжение, кВ.

Удельные активные сопротивления проводов r_0 , Ом/км, приводятся в справочниках. Для алюминиевых проводов произведение сечения провода F и его активного сопротивления r_0 практически постоянно (определяется характеристиками алюминия). Некоторые отличия от среднего значения обусловлены конструкцией провода (числом и диаметром свитых проволок и наличием сердечника из стальных проводов в проводах марки АС). Проводимость стали намного ниже алюминия, однако наличие дополнительного проводника несколько снижает общее сопротивление.

Активные сопротивления проводов ВЛ существенно зависят от температуры окружающего воздуха. Эта зависимость имеет вид:

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot k_{\text{арм}} \left(1 + 0,004(t_{\text{в}} - 20 + 8,3 \cdot j^2 \sqrt{\frac{F}{300}}) \right), \text{Ом}, \quad (1.26)$$

где r_0 — стандартное удельное сопротивление провода сечением F , мм², приводимое в справочниках для температуры провода $t_{\text{п}} = 20^\circ\text{C}$, Ом/км;

$t_{\text{в}}$ - фактическая температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$;

j - плотность тока в проводе, А/мм²;

$K_{\text{арм}}$ -коэффициент, учитывающий влияние дополнительных потерь в линейной арматуре, предназначенной для крепления проводов - поддерживающих зажимах, гасителях вибрации.

Для линий напряжением 110 кВ и выше коэффициент $K_{\text{арм}}$ принимают равным 1,02.

Наличие в формуле параметра j предусматривает учет некоторого превышения температуры провода над температурой окружающего воздуха за счет нагрева провода проходящим по нему током. Как следует из формулы, при плотности тока 1 А/мм² нагрев провода сечением $F = 300$ мм² повысит его температуру на 8,3 $^\circ\text{C}$, что приведет к увеличению

сопротивления на 3,3 %. [4] Для проводов меньших сечений влияние тока снижается.

Температура провода зависит не только от температуры окружающего воздуха и тока в проводе, но и от солнечной радиации, приводящей к некоторому его нагреву, и от силы и направления ветра, приводящего к охлаждению провода. Учет действительных значений солнечной радиации, силы и направления ветра в практических расчетах затруднен в силу информационной необеспеченности. В связи с тем, что степень воздействия этих двух факторов на температуру провода значительно меньше, чем первых двух, а также учитывая противоположную направленность их воздействия, в практических расчетах ими можно пренебречь.

Реактивные (индуктивные) сопротивления проводов определяются внутренним и внешним магнитными полями. Характеристики внутреннего поля определяются материалом проводника, а внешнего - диаметром провода и его расположением относительно земли и особенно относительно проводов других фаз.

Для алюминиевых проводов внутреннее реактивное сопротивление пренебрежимо мало. Расположение проводов влияет на характеристики внешнего магнитного поля слабее, чем диаметр провода, хотя и последний в силу логарифмической зависимости индуктивного сопротивления от геометрических размеров и сравнительно небольших различий в диаметрах проводов также не оказывает существенного влияния на величину сопротивления.

Кроме сопротивления проводов воздушные линии характеризуются емкостной проводимостью на землю. Хотя провод имеет сравнительно малые размеры, он вместе с землей представляет собой конденсатор, одна обкладка которого имеет потенциал фазного провода, а другая - ноль. Емкость такого конденсатора характеризуется удельной емкостной проводимостью b_0 , См/км, приводимой в справочниках. Генерируемую линией реактивную мощность определяют по формуле:

$$Q_c = b_0 U^2. \quad (1.27)$$

Несмотря на малые значения b_0 , при большой протяженности линии значения Q_c оказываются существенными.

1.3.1.2 Потери, определяемые погодными условиями

К потерям, определяемым погодными условиями, относятся три вида потерь: потери на корону, потери от токов утечки по изоляторам ВЛ и расход на плавку гололеда.

Теоретически корреляция с погодными условиями существует для большинства составляющих потерь. Уровень электропотребления существенно зависит от погодных условий, поэтому и нагрузочные, и условно-постоянные потери также имеют определенную зависимость от погодных условий. Однако в этом случае наиболее существенным фактором, характеризующим погодные условия, является температура воздуха. Сезонная динамика заметно проявляется в нагрузочных потерях.

Вместе с тем существуют составляющие потерь, значение которых определяется не температурой воздуха, а характером погоды. К ним прежде всего следует отнести потери на корону, возникающую из-за большой напряженности электрического поля на поверхности проводов. Значение напряженности определяется не только рабочим напряжением и конструкцией фазы линии, но и влиянием внешних образований на проводе (капель дождя, иголок изморози и т.п.). Изменяются и электрические характеристики самого воздуха. В качестве типовых видов погоды при расчете потерь на корону принято выделять (в порядке возрастания потерь) хорошую погоду, сухой снег, дождь и изморозь.

Потери электроэнергии в сетях из-за токов утечки по изоляторам ВЛ обусловлены тем, что увлажнение загрязненного изолятора создает на его поверхности проводящую среду; это приводит к существенному возрастанию тока утечки. Такие потери происходят в основном во время влажной погоды

(туман, роса, морозящие дожди). При интенсивном дожде загрязнения частично смываются.

Потери на корону

Потери на корону зависят от сечения провода и рабочего напряжения, конструкции фазы, а также от вида погоды. Удельные потери при различных видах погоды определяют на основании экспериментальных исследований.

При плохой погоде потери существенно возрастают. При изморози их значение в 25-40 раз больше, чем при хорошей погоде. Продолжительность разных видов погоды в различных регионах также существенно отличается.

Для уточненных расчетов потерь на корону необходимо учитывать конструкции фаз ВЛ, конкретные погодные условия на трассе рассматриваемой линии и уровни рабочего напряжения на ВЛ при различных погодных условиях.

Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий

В соответствии с [7], минимальная длина пути тока утечки по изоляторам нормируется в зависимости от степени загрязненности атмосферы (СЗА). Установлено семь уровней СЗА:

- к районам с первым уровнем СЗА отнесены леса, тундра, болота, луга с незаселенными почвами, не попадающие в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения;

- к районам со вторым уровнем СЗА - районы со слабозасоленными почвами и сельскохозяйственные районы, в которых применяются химические удобрения и химическая обработка посевов;

- к районам с третьим - седьмым уровнями СЗА - районы с промышленными источниками загрязнения различной интенсивности, зависящей от расстояния от источника, характера и объемов производства.

В нормальном эксплуатационном режиме по изоляторам течет так называемый фоновый ток утечки. Специфика процесса протекания фонового тока состоит в том, что его увеличение приводит к подсушиванию увлажненной поверхности изоляторов и последующему увеличению их

сопротивления, в результате чего ток стабилизируется на определенном уровне.

В [7] установлено четыре степени загрязнения (СЗ) изоляторов, обусловленного естественными и промышленными источниками загрязнения атмосферы. По влиянию на токи утечки виды погоды объединены в 3 группы: 1 группа - хорошая погода с влажностью менее 90 %, сухой снег, изморозь, гололед; 2 группа - дождь, мокрый снег, роса и хорошая погода с влажностью 90 % и более; 3 группа - туман.

Подавляющее большинство (92 %) ВЛ в России проходит по территориям с первой СЗ, около 6 % - второй и порядка 2 % - третьей. Протяженность ВЛ, эксплуатируемых в условиях четвертой СЗ, пренебрежимо мала. [2]

Расход электроэнергии на плавку гололеда

Плавку гололеда проводят, если фактическая толщина стенки гололеда на проводе превысит толщину, на которую проектировалась механическая часть ВЛ. В противном случае есть риск обрушения линии. Толщину стенки гололеда измеряют на специальном устройстве, называемом гололедным станком и представляющем собой четыре стержня установленного сечения, направленные по сторонам света. Гололедный станок устанавливают на открытом пространстве чтобы он наилучшим образом моделировал образование гололеда на проводах.

Нормативная толщина стенки гололеда для различных климатических районов, в расчете на которую проектировались ВЛ, установлена в [7] для повторяемости 1 раз в 10 лет.

Значения повторяемости для целей расчета среднегодовых расходов энергии на плавку гололеда можно трактовать как ежегодное появление гололеда со стенкой, превышающей нормированное значение и потому требующей плавки, на 10 % линий сетевой организации.

1.3.2 Потери электрической энергии в трансформаторах

1.3.2.1 Нагрузочные потери

Трансформаторы характеризуются активным и реактивным сопротивлениями и активными и реактивными потерями мощности холостого хода. [8]

Нагрузочные потери (потери короткого замыкания) пропорциональны квадрату тока нагрузки и не зависят от напряжения.

Они складываются из следующих составляющих:

- 1) основные потери в обмотках и отводах, вызванные рабочим током в них;
- 2) добавочные потери в обмотках и отводах, вызванные вихревыми токами от потоков рассеяния, пронизывающих обмотки и отводы;
- 3) потери в стенках бака и в других конструктивных металлических узлах трансформатора, обусловленные вихревыми токами в них.[9]

Потери в обмотках распределяются внутри обмоток неравномерно главным образом вследствие неравномерности распределения поля рассеяния.

Эти параметры приводятся в справочниках. Трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы) в расчетных схемах представляют в виде звезды, реактивные сопротивления лучей которой определяют по данным о напряжениях короткого замыкания, а активные сопротивления - по потерям мощности короткого замыкания между каждой парой обмоток. Для большинства трансформаторов и автотрансформаторов потери мощности короткого замыкания приводятся в виде одной величины. Поэтому активные сопротивления лучей приходится принимать одинаковыми.

1.3.2.2 Условно постоянные потери

Условно постоянные потери (потери холостого хода) в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) включают не зависящие от

нагрузки потери и определяются на основе известных из паспортных данных потерь мощности холостого хода по формуле (1.1).

Потери холостого хода пропорциональны индукции или напряжению в степени 1,6—2.0. [9] Они зависят от удельных потерь в стали, толщины листов, технологической обработки.

1.3.2.3 Расход электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов

Нормы расхода электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов приводятся в специальных инструкциях для типов трансформаторов различного напряжения. Для облегчения оценочных расчетов нормы были аппроксимированы линейными зависимостями:

1) для трансформаторов типа Д:

$$W = (7 \cdot n_{\text{д}} + 0.28 \cdot S_{\text{Т.Д}\Sigma}) \cdot k_{\text{М4}}, \quad (1.28)$$

2) для трансформаторов типа Ц и ДЦ:

$$W = (75 \cdot n_{\text{Ц}} + 1,3 \cdot S_{\text{Т.Ц}\Sigma}) \cdot k_{\text{М4}}, \quad (1.29)$$

где n и S_{Σ} - число и суммарная мощность трансформаторов соответствующего типа.

Заключение по главе

Из вышесказанного видно, что при расчете нагрузочных потерь не учитываются добавочные потери, обусловленные низким качеством электроэнергии по такому показателю как несинусоидальность. Таким образом, поскольку в [5] не предусмотрено потерь, обусловленных несинусоидальностью токов, они автоматически попадают в разряд коммерческих и, следовательно, не включаются в тариф [10].

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В техническом разделе данной работы был проведен анализ инструментального обследования линий электропередачи, анализ режимов и расчет суммарных и добавочных потерь электрической энергии. Данные работы проводилось при помощи ПЭВМ и языка программирования «Fortran», а также средств Microsoft Office Excel. Исследование проблематики добавочных потерь является актуальной в настоящее время, т.к. повсеместно растет количество нелинейных электроприемников, что приводит к большим искажениям в сетях, и как следствие, к потерям, которые не учитываются существующей нормативной базой.

Целью данного раздела является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта. Достижение цели обеспечивается решением задач организации работ по научно-исследовательскому проекту, планирование научно-исследовательских работ, оценки научно-технического уровня работ, определение ресурсной (ресурсосберегающей), бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

3.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проекта (НТУ)

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

$$\text{НТУ} = \sum_{i=1}^n k_i \Pi_i, \quad (3.1)$$

где k_i – весовой коэффициент i – го признака;

P_i – количественная оценка i – го признака.

Таблица 3.1– Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Уровень новизны	0,6
Теоретический уровень	0,4
Возможность реализации	0,2

Таблица 3.2 – Баллы для оценки уровня новизны

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

Таблица 3.3 – Шкала оценки новизны

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

Таблица 3.4 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Установка законов, разработка новой теории	10
Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ, взаимозависимость между факторами	8
Разработка способа (алгоритм, вещество, устройство, программы)	6
Элементарный анализ связей между факторами (наличие гипотезы, объяснение версий, практические рекомендации)	2
Описание отдельных факторов (вещества, свойств, опыта, результатов)	0,5

Таблица 3.5 – Возможность реализации по времени и масштабам

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

$$НТУ = 0,6 \cdot 4 + 0,4 \cdot 6 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 10 = 7,6.$$

Таблица 3.6 – Сводная таблица оценки научно-технического уровня НИР

Фактор НТУ	Значимость	Уровень фактора	Выбранный балл
Уровень новизны	0,6	Систематизируются, обобщаются имеющиеся сведения, новые связи между известными факторами	4
Теоретический уровень	0,4	Разработка способа (алгоритм, вещество, устройство, программы)	6
Возможность реализации	0,2	От 5 до 10 лет	4

Таким образом, полученный расчетный коэффициент НТУ составил 7,6, что соответствует среднему НТУ, но близко к сравнительно высокому. По полученным результатам расчета коэффициента научно-технического уровня, можно сделать вывод, что данное исследование имеет хорошие показатели новизны, значимость теоретического уровня и при этом результаты проекта могут широко использоваться в электроэнергетической отрасли.

3.2 Организация и планирование работ по проведению расчета и анализа данных

Планирование – это разработка системы целенаправленных действий по реализации инвестиционного проекта, предусматривающая порядок, последовательность и сроки выполнения работ и обеспечивающая

эффективное использование материально-технических, трудовых и финансовых ресурсов. Принятые на основе планов управленческие решения, должны отвечать прогрессивным организационно-техническим и технологическим принципам осуществления всех видов работ в заданные сроки и с высоким их качеством.

Всего в проекте задействованы 3 исполнителя:

- 1) НР – научный руководитель;
- 2) НС – научный сотрудник;
- 3) СТ – студент.

План проведения, включающий в себя перечень работ и соответствие работ своим исполнителям, продолжительность выполнения этих работ представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Перечень и продолжительность выполнения работ

Этапы работы	Продолжительность, дни	Исполнители	Загрузка исполнителей
1. Постановка задачи	1	НР	НР – 100%
2. Анализ теоретической части проекта (цель, назначение, область использования, изучение литературы)	15	НР, СТ	НР – 20% СТ – 100%
3. Проведение консультаций	30	НР, СТ	НР – 100% СТ – 100%
4. Написание литературного обзора	30	НС, СТ	НС – 25% СТ – 100%
5. Проведение вычислений и расчетов	15	НР, НС, СТ	НР – 30% НС – 50% СТ – 100%
6. Обработка результатов, составление выводов	20	НС, СТ	НС – 20% СТ – 100%

3.2.1 Продолжительность этапов работ

Расчет продолжительности этапов работ осуществляется опытно-статистическим методом, который реализуется двумя способами: аналоговый и вероятностный.

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

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}, \quad (3.2)$$

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

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

Для построения линейного графика рассчитывается длительность этапов в рабочих днях, а затем переводится в календарные дни. Расчет ведется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д}, \quad (3.3)$$

где $t_{ож}$ – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения нормы ($K_{ВН} = 1$);

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{Д} = 1,2$).

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}, \quad (3.4)$$

где $T_{К}$ – коэффициент календарности.

$$T_{К} = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ТВ} - T_{ПД}}, \quad (3.5)$$

где $T_{КАЛ}$ – календарные дни ($T_{КАЛ} = 365$);

$T_{ВД}$ – выходные дни ($T_{ВД} = 104$);

$T_{ПД}$ – праздничные дни ($T_{ПД} = 12$).

$$T_{К} = \frac{365}{365 - 104 - 12} = 1,46$$

В таблице 3.8 представлен линейный график работ.

Таблица 3.8 - Линейный график работ

Код работы	Вид работ	Исполнители	Т _к , Кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				март			Апрель			май			июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Постановка задачи	Руководитель	1	■										
2	Анализ теор. части	Руководитель, Студент	15	■	■									
3	Проведение консультаций	Руководитель, Студент	30	■	■	■								
4	Написание лит. обзора	Сотрудник, Студент	30				■	■	■	■	■			
5	Проведение вычислений и расчетов	Руководитель, Сотрудник, Студент	3							■	■			
6	Обработка результатов, выводы	Сотрудник, Студент	20								■	■	■	

■ - научный руководитель, ■ - научный сотрудник, □ - студент

3.3 Расчет сметы затрат на проведение расчетов и анализа данных

В состав затрат на проведение расчетов и анализа полученных данных включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. Расчет сметной стоимости на выполнение данной разработки производится по следующим статьям затрат:

- 1) материалы и покупные изделия;
- 2) оплата труда по договору подряда;
- 3) отчисления в социальные фонды;
- 4) расходы на электроэнергию;
- 5) прочие и накладные расходы.

3.3.1 Расчет затрат на материалы

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

Таблица 3.9 – Расходные материалы

Наименование материалов	Цена ед., (руб.)	Количество	Сумма, (руб.)
Флеш-карта 8 GB	450	1 шт.	450
Бумага формата А4	200	1 пач.	200
Картридж для принтера	600	1 шт.	600
Ручка шариковая	15	1 шт.	15
Тетрадь	20	1 шт.	20
Итого:			1285

Согласно таблице 3.9 расход на материалы составляет:

$$C_{\text{мат}} = 450 + 200 + 600 + 15 + 20 = 1285 \text{ рублей.}$$

3.3.2 Расчет оплаты труда по договору подряда

Под оплатой труда по договору подряда понимаем оплату труда руководителя и инженера. Месячный оклад руководителя составляет 12470 руб., научного сотрудника – 8254 руб. Так как работы производятся в рамках магистерской диссертации, оплата труда студенту не предусмотрена.

Оплата труда по договору подряда рассчитывается следующим образом:

дневная оплата = месячный оклад / 20,83 дней.

Соответственно дневной оклад руководителя равен 598,65 руб., научного сотрудника – 396,25 руб.

Расчеты затрат на оплату труда по договору подряда приведены в таблице 3.4. При расчете учитывалось, что в году 250 рабочих дней и, следовательно, в месяце 20,83 рабочий день, а затраты времени на выполнение работы по каждому исполнителю брались из таблицы 3.10. Коэффициент, учитывающий коэффициент по премиям $K_{пр} = 40\%$, районный коэффициент $K_{рк} = 30\%$ ($K = K_{пр} + K_{рк} = 1 + 0,4 + 0,3 = 1,7$).

Таблица 3.10 – Затраты на оплату труда по договору подряда

Исполнители	Оклад	Среднедневная ставка, руб/день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/пл, руб.
Руководитель	12470	598,65	49	1,7	49867,5
Сотрудник	8254	396,25	48	1,7	32334
Итого					82201,5

Основная оплата труда $C_{осн}$ будет равна 82201,5 руб.

3.3.3. Расчет отчислений от оплаты труда по договору подряда

Затраты по этой статье составляют отчисления на социальные нужды.

Отчисления определяются по следующей формуле:

$$C_{соцф} = K_{соцф}(C_{осн} + C_{доп}), \quad (4.8)$$

где $K_{\text{соцф}}$ - коэффициент, учитывающий размер отчислений из оплаты труда по договору подряда, он включает в себя:

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

и составляет 27,1% от затрат на оплату труда по договору подряда.

$$C_{\text{соцф}} = 0,271 \cdot 82201,5 = 22276,6 \text{ руб.}$$

3.3.4 Расчет затрат на электроэнергию

Затраты на электроэнергию состоят из затрат на электроэнергию при работе ПЭВМ, и из затрат на электроэнергию, потраченную на освещение.

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

$$\mathcal{E}_{\text{об}} = P_{\text{об}} \cdot C_3 \cdot t_{\text{об}}, \quad (3.9)$$

где $\mathcal{E}_{\text{об}}$ – затраты на электроэнергию потребляемую оборудованием, руб;

$P_{\text{об}}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

C_3 – тарифная цена за 1кВт·час, $C_3 = 2,05$ руб.;

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

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{об}} = P_{\text{уст.об}} \cdot K_c, \quad (3.10)$$

где $P_{\text{об}}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$P_{\text{уст.об}}$ – установленная мощность оборудования, кВт;

K_c – коэффициент спроса, зависит от количества загрузки групп электроприемников, для технологического оборудования малой мощности ($K_c = 1$).

Затраты на электроэнергию для технологических целей приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Затраты на электроэнергию для технологических целей

Наименование оборудования	Время работы оборудования, час, $t_{об}$	Потребляемая мощность, $P_{об}$, кВт	Затраты, $\mathcal{E}_{об}$, руб.
ПЭВМ	320	0,09	59,04
Итого			59,04

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

$$\mathcal{E}_{ос} = P_{об} \mathcal{C}_э t_{об}, \quad (3.11)$$

где $\mathcal{E}_{ос}$ – затраты на электроэнергию, для освещения, руб.;

$P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$\mathcal{C}_э$ – тарифная цена за 1кВт·час, $\mathcal{C}_э = 2,05$ руб.;

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

Мощность, потребляемая освещением, определяется по формуле:

$$P_{ос} = P_{уст.ос} K_c N_{св}, \quad (3.12)$$

где $P_{ос}$ – мощность, потребляемая освещением, кВт;

$P_{уст.ос}$ – установленная мощность светильников, $P_{уст.ос} = 0,08$ кВт;

K_c – коэффициент спроса, зависит от количества, загрузки, групп электроприемников, для внутреннего освещения, $K_c = 0,9$;

$N_{св}$ – количество светильников, $N_{св} = 9$ шт.;

$$P_{ос} = 0,08 \cdot 0,9 \cdot 9 = 0,65 \text{ кВт},$$

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

$$t_{ос} = t_{сут} T, \quad (3.13)$$

где $t_{ос}$ – время работы освещения, час;

$t_{сут}$ – длительность работы освещения за смену, час;

T – время, затраченное на проведение работ, $T = 103$ дня.

$$t_{oc} = 6 \cdot 103 = 618 \text{ ч.}$$

Общие затраты на электроэнергию определяются по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{об} + \mathcal{E}_{ос}, \quad (3.14)$$

где $\mathcal{E}$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$\mathcal{E}_{об}$ – затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием, руб.;

$\mathcal{E}_{ос}$ – затраты на электроэнергию, затраченную на освещение, руб.

$$\mathcal{E}_{ос} = 0,65 \cdot 1,98 \cdot 618 = 795,4 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E} = 57 + 795,4 = 852,4 \text{ руб.}$$

3.3.5 Расчет прочих расходов

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

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

$$C_{пр} = 0,05(C_{з/п} + C_{мат} + C_{соцф} + \mathcal{E}); \quad (3.15)$$

$$C_{пр} = (82201,5 + 1285 + 852,4) \cdot 0,05 = 4216,9 \text{ руб.}$$

3.3.6 Расчет общей себестоимости разработки

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

Таблица 3.12 – Смета затрат на разработку проекта

№	Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
1	Материалы и покупные изделия	$C_{мат}$	1285
2	Оплата труда по договору подряда	$C_{осн}$	82201,5
3	Дополнительная оплата труда	$C_{доп}$	8220
4	Отчисления на социальные нужды	$C_{соцф}$	22276,6
5	Расходы на электроэнергию	$\mathcal{E}$	852,4
6	Прочие расходы	$C_{проч}$	4216,9
Итого			119052,4

Таким образом, расходы на проведение расчета добавочных потерь электроэнергии составляют 119052 рублей.

3.4 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:

- 1) выявление причин возникновения проблемы;
- 2) анализ и структурирование процессов на предприятии;
- 3) 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).

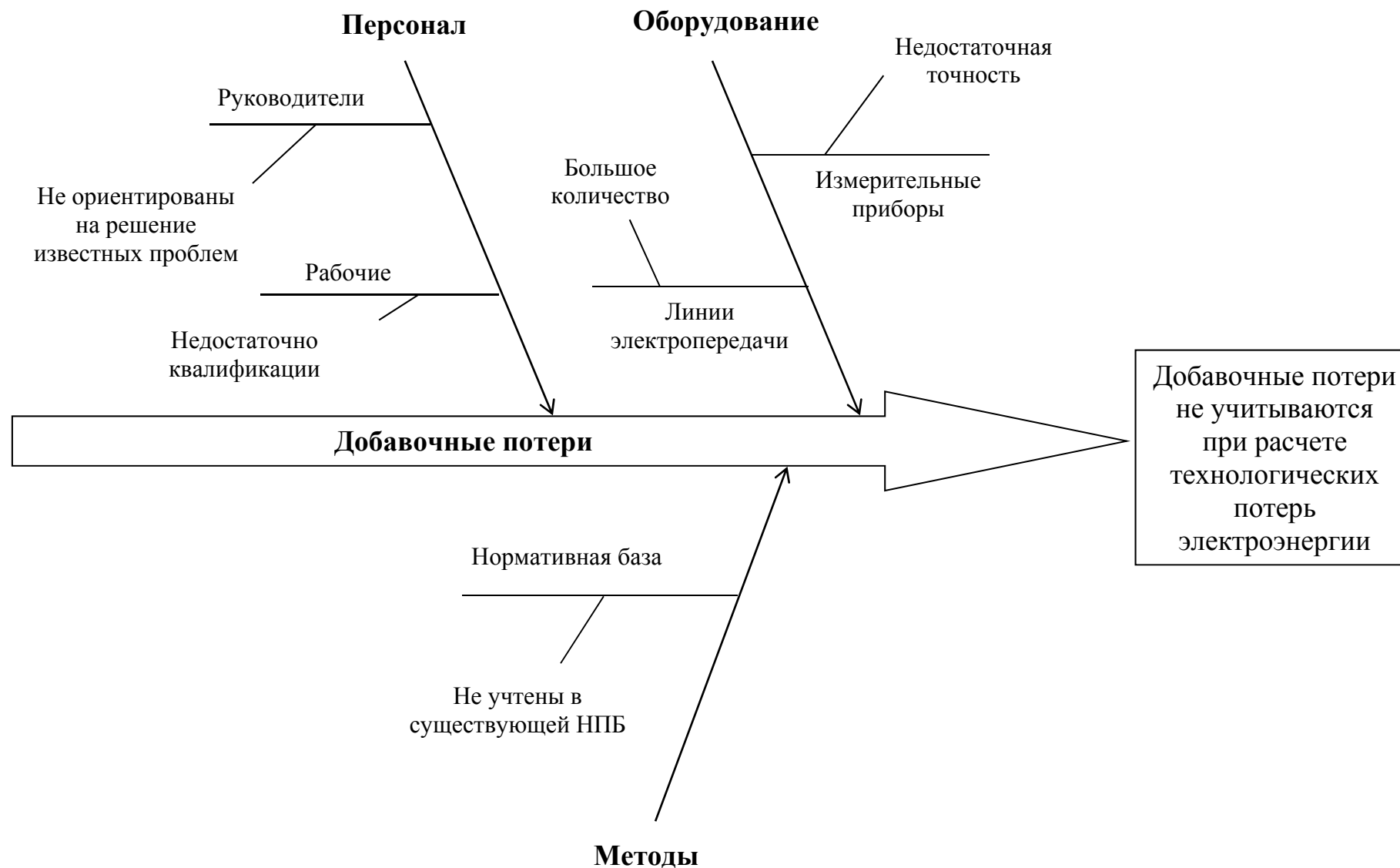


Рисунок 3.1 - Диаграмма Исикавы

3.5 Оценка рисков проекта

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

Для данного проекта были выделены следующие группы рисков:

- 1) экономические;
- 2) социальные;
- 3) политические;
- 4) технологические.

Каждая группа рисков включает в себя отдельные риски, проявление которых возможно на пути реализации проекта. Все риски записаны в таблицу 3.7.

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

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

$$w_i = \frac{b_i}{\sum b_i}, \quad (3.16)$$

где w_i – весовой коэффициент риска;

b_i – ранг риска.

Далее определена итоговая оценка риска по формуле:

$$t_i = p_i w_i, \quad (3.17)$$

где t_i – оценка риска;

p_i – ранг риска;

w_i – весовой коэффициент риска..

Данные расчеты проведены для каждого вида рисков и определена итоговая оценка группы, как сумма всех оценок, входящих в группу.

$$t_{гр} = \sum t_i, \quad (3.18)$$

где $t_{гр}$ – оценка риска группы;

t_i – оценка риска.

Все расчеты для упрощения сведены в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 – Проведение экспертизы рисков

Экономические	p_i	b_i	w_i	t_i
1 Рост цен	50	5	0,31	15,5
2 Инфляция	50	5	0,31	15,5
3 Изменение налогообложения	25	4	0,25	6,25
4 Непредвиденные расходы	25	2	0,125	3,125
Итого:		16	1,0	40,37
Социальные				
1 Несоблюдение техники безопасности	25	5	0,5	12,5
2 Отсутствие командной работы	50	3	0,3	15
3 Потеря и хищение имущества	25	2	0,2	5
Итого:		10	1,0	32,5
Технологические				
4 Сложность применяемых технологий	25	5	0,56	14
5 Травмоопасность подготовленных этапов	25	4	0,44	11
Итого:		9	1,0	25
Политические				
1 Нарушение действующего законодательства	25	7	0,54	13,5
2 Запрет на реализацию проекта	25	6	0,46	11,5
Итого:		13	1,0	25

Определив вероятность возникновения рисков каждой группы, произведена оценка общего риска проекта. Для этого, определен ранг каждой

группы рисков P_i , вес группы W_i . Вероятность рисков каждой группы V_i приведена в таблице 3.14, как t_i всей группы. Расчет представлен в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Оценка общего риска проекта

Риски	Ранг (P_i)	Вес (W_i)	Вероятность (V_i)	Общая оценка проекта
Экономические	6	0.22	40,4	8,88
Социальные	4	0.15	32,5	4,8
Профессиональные	7	0.26	25	6,5
Технологические	10	0.37	25	9,25
Итого:	27	1		29,43

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

Социальные: отсутствие командной работы – обеспечение квалифицированного персонала всех областей деятельности.

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

Заключение по главе

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

Рассчитана сметная стоимость проведения расчетов и анализа данных, куда вошли заработная плата руководителя, научного сотрудника, стоимость материальных затрат, стоимость потраченной электроэнергии, отчисления во внебюджетные страховые фонды, а так же прочие и накладные расходы. Общая сумма затрат составляет 119,05 тысяч рублей.

Также, проведена оценка рисков проекта. Общая оценка рисков составила 29,43 %. Таким образом, при учете возможности возникновения факторов, указанных при оценке рисков, а также при применении мероприятий по снижению рисков, предлагаемый проект является реализуемым. В особенности, при проведении эксперимента, следует обратить внимание на экономические и технологические риски.