

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«____» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Анализ потерь электроэнергии в РЭС по фидеру Ф55-10 ПС 35/10 кВ «Черное
озеро»
тема

Руководитель _____
подпись, дата

декан, доцент, к.т.н Е.В. Платонова
должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник _____
подпись дата

Д.С. Андреев
инициалы , фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2019

РЕФЕРАТ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Анализ потерь электроэнергии в РЭС по фидеру Ф55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро»

Автор ВКР

Андреев Дмитрий Сергеевич, группа 15-02

Руководитель ВКР

Платонова Елена Владимировна

Год защиты ВКР: 2019

Пояснительная записка содержит 70 страниц технического документа, 15 рисунков, 43 таблицы, 3 листа графического материала.

АНАЛИЗ, КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, РАСЧЕТ ПОТЕРЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, КОММЕРЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, АСКУЭ.

Актуальность выбранной темы состоит в том, что на сегодняшний день стоимость потерь электроэнергии является одной из составляющих тарифа на электроэнергию. В связи с этим осуществляют различные мероприятия по снижению данных потерь, дабы снизить их к минимуму.

Объектом ВКР является фидер Ф55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро»

Целью данной работы является:

- Анализ причин возникновения потерь;
- Анализ потерь по фидеру Ф55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро»;
- Расчет технических и коммерческих потерь;
- Расчет эффективности снижения технических потерь при замене проводов в сети 10 кВ;
- Расчет эффективности снижения коммерческих потерь при внедрении системы АСКУЭ.

В результате выпускной квалификационной работы были проанализированы показания потерь электроэнергии за период с 2017 по 2018 год и предложены мероприятия по снижению данных потерь.

Листы графической части:

1. Поопорная схема фидера Ф55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро».
2. Динамика потерь электроэнергии.
3. Результаты снижения потерь электроэнергии.

THE ABSTRACT OF FINAL QUALIFYING WORK

Analysis of the loss of electricity in RES in the feeder Φ55-10 PS 35/10 kV "Black lake»

Author WRC
Supervisor WRC
Year of protection WRC: 2019

Andreev Dmitry, group 15-02
Platonova Elena

The explanatory note contains 70 pages of the technical document, 15 figures, 43 tables, 3 sheets of graphic material.

ANALYS, A BRIEF DESCRIPTION, THE LOSS CALCULATION, THE PAYBACK PERIOD, COMMERCIAL AND TECHNICAL LOSSES, ASCMA.

The relevance of the chosen topic is that today the cost of electricity losses is one of the components of the electricity tariff. In this regard, carry out various measures to reduce these losses in order to reduce them to a minimum.

The object of WRC is the feeder F55-10 PS 35/10 kV "Black lake»

The purpose of this work is:

- Analysis of the causes of losses;
- The analysis of losses in the feeder F55-10 PS 35/10 kV "Black lake»;
- Calculation of technical and commercial losses;
- Calculation of efficiency of reduction of technical losses at replacement of wires in a network of 10 kV;
- Calculation of the efficiency of reducing commercial losses in the implementation of the AMR system.

As a result of the final qualifying work, the readings of electricity losses for the period from 2017 to 2018 were analyzed and measures to reduce these losses were proposed.

Leaves the graphic part:

1. Support scheme of the feeder Φ55-10 PS 35/10 kV "Black lake".
2. Dynamics of power losses.
3. Results of reduction of power losses.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Краткая характеристика фидера 55-10.....	6
1.1 Краткая характеристика ТП 55-10-12.....	7
1.2 Краткая характеристика ТП 55-10-11.....	8
1.3 Краткая характеристика ТП 55-10-10.....	9
1.4 Краткая характеристика ТП 55-10-09.....	10
1.5 Краткая характеристика ТП 55-10-08.....	11
1.6 Краткая характеристика ТП 55-10-05.....	12
1.7 Краткая характеристика ТП 55-10-15.....	13
1.8 Краткая характеристика ТП 55-10-16.....	14
1.9 Краткая характеристика ТП 55-10-17.....	15
2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях.....	16
2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.....	18
2.1.1 Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.....	18
2.1.2 Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.....	20
2.1.3 Несанкционированное электропотребление.....	22
2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии.....	23
2.2 Пути снижения коммерческих потерь.....	23
3 Анализ величины потерь электроэнергии по фидеру 55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро».....	27
3.1 Потери электроэнергии за 2017-2018 год.....	27
4 Расчет технических и коммерческих потерь электроэнергии по фидеру Ф 55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро»	29
4.1 Расчет потерь в сетях 0,4 кВ.....	29
4.1.1 Расчет подстанции 55-10-12.....	29
4.1.2 Расчет подстанции 55-10-11.....	32
4.1.3 Расчет подстанции 55-10-10.....	33
4.1.4 Расчет подстанции 55-10-09.....	34
4.1.5 Расчет подстанции 55-10-08.....	35
4.1.6 Расчет подстанции 55-10-15.....	36
4.1.7 Расчет подстанции 55-10-05.....	37
4.1.8 Расчет подстанции 55-10-16.....	38
4.1.9 Расчет подстанции 55-10-17.....	39
4.2 Расчет технических потерь электроэнергии в сети 10кВ.....	41
4.2.1 Расчет технических потерь электроэнергии за 2017 год.....	41
4.2.2 Расчет технических потерь электроэнергии за 2018 год.....	44
4.3 Расчет активных, реактивных и полных потерь в сети 10 кВ.....	45

5 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии по фидеру Ф55-10 ПС35/10 кВ «Черное озеро».....	52
5.1 Замена проводов А-35, А-50 и СИП 3*70 на провод АС-120.....	54
5.1.1 Расчет технических потерь после замены проводов по потерям 2017 года.....	59
5.1.2 Расчет срока окупаемости провода по потерям 2017 года.....	61
5.1.3 Расчет технических потерь после замены проводов по потерям 2018 года.....	62
5.1.4 Расчет срока окупаемости провода по потерям 2018 года.....	64
5.2 Внедрение системы АСКУЭ	64
5.2.1 Расчет коммерческих потерь после установки счетчиков в 2017 году.....	64
5.2.2 Расчет коммерческих потерь после установки счетчиков в 2018 году.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	68

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы чрезвычайную актуальность получил вопрос снижения потерь электрической энергии в электрических сетях. В связи с этим осуществляют нормирование потерь электроэнергии и определяют нормативные характеристики потерь элементов электрических сетей (линий и трансформаторов). С целью нормирования потерь используют укрупненную структуру потерь, включающую в себя четыре составляющие:

- технические потери (потери в активных сопротивлениях линий и трансформаторов, а также в стали трансформаторов);
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- недоучет электрической энергии из-за погрешностей измерительных трансформаторов, потерь напряжения во вторичных цепях трансформаторов напряжения, погрешностей электрических счетчиков;
- коммерческие потери, обусловленные хищениями электрической энергии, задержками в платежах за потребленную энергию и др.

Цель работы – разработать мероприятия по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Задачами работы является:

1. Анализ причин возникновения потерь;
2. Анализ потерь по фидеру Ф55-10 ПС35/10 кВ «Черное озеро»;
3. Расчет технических и коммерческих потерь;
4. Расчет эффективности снижения технических потерь при замене проводов в сети 10 кВ;
5. Расчет эффективности снижения коммерческих потерь при внедрении системы АСКУЭ.

1 Краткая характеристика фидера 55-10

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 10кВ Ф55-10.

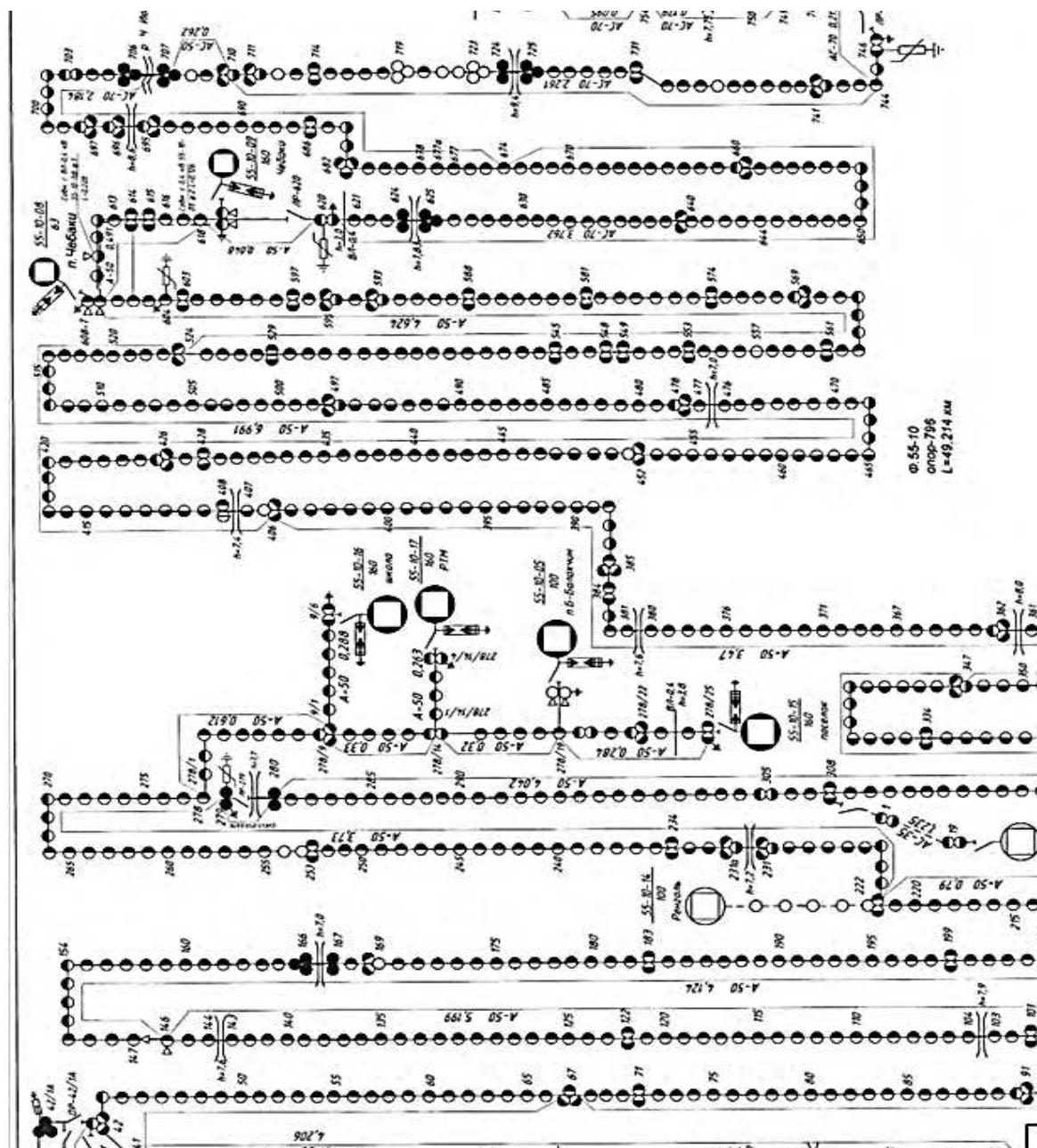


Рисунок 1.1 – Поступорная схема ВЛ-10кВ Ф.55-10

На рисунке 1.1 изображен фидер 55-10 со всеми отходящими ТП.

Общая протяженность линий 10кВ составляет $l = 49,214$ км, линии выполнены проводами следующих марок и сечений : AC-70, AC-50, AC-35, A-50, A-35, СИП 3*70, СИПЗ (1*70).

Всего присоединено 14 ТП.

1.1 Краткая характеристика ТП 55-10-12

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-12.

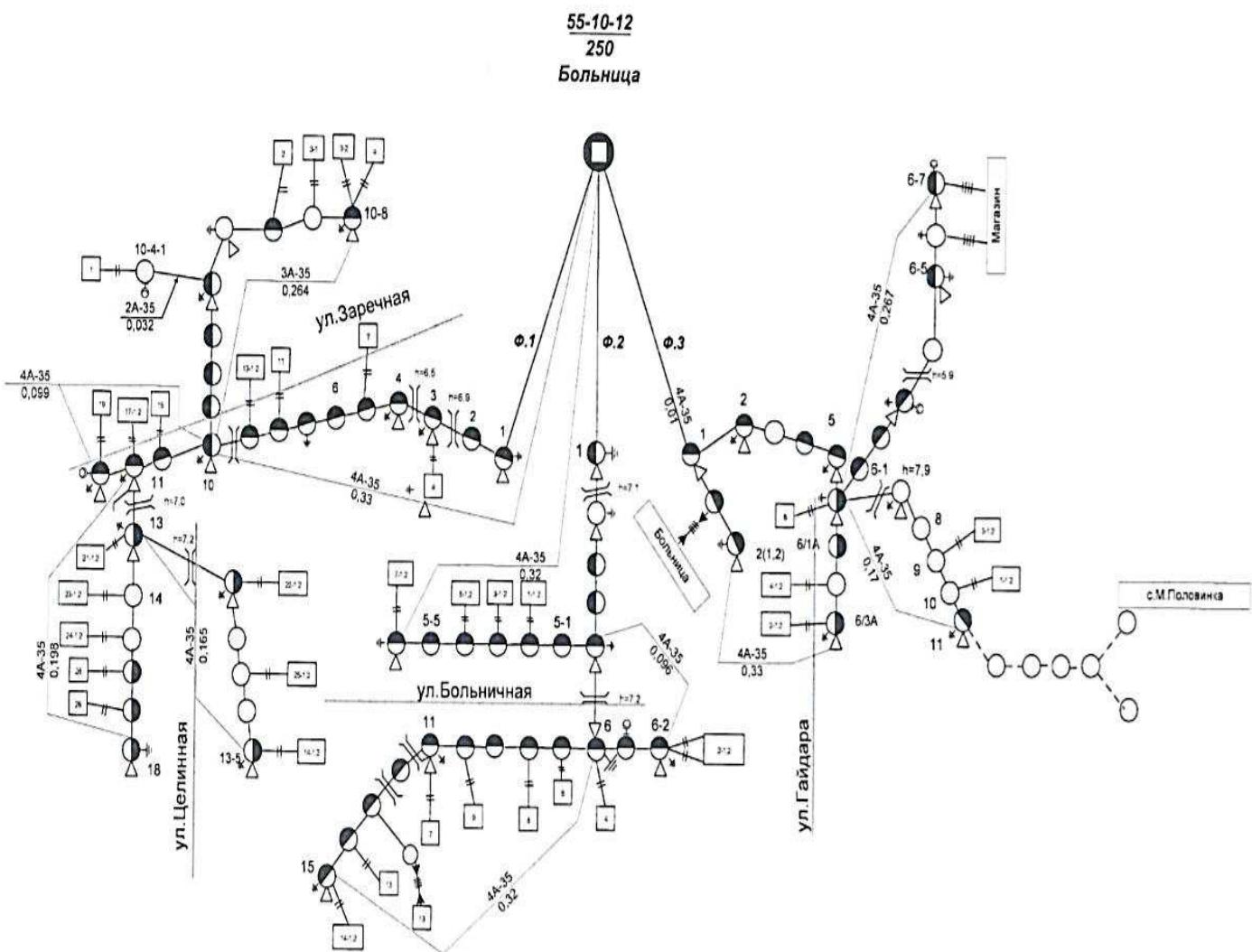


Рисунок 1.2 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.2 изображена ТП 55-10-12 (Больница) с тремя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 250/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводом А-35, их длина составляет $l = 1,12\text{км}$. На фидер присоединено 20 домов.

Фидер 2: линии выполнены проводом А-35, их длина составляет $l = 0,736\text{км}$. На фидер присоединено 13 домов.

Фидер 3: линии выполнены проводом А-35, их длина составляет $l = 0,767\text{км}$. На фидер присоединено 5 домов, больница и магазин.

1.2 Краткая характеристика ТП 55-10-11

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-11.

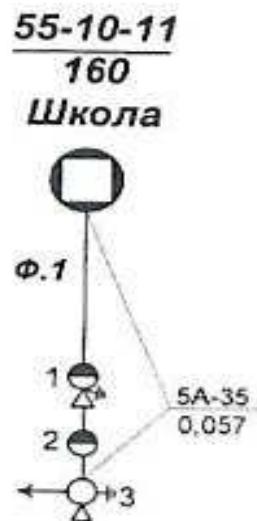


Рисунок 1.3 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.3 изображена ТП 55-10-11 (Школа) с одним отходящим фидером. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 160/10/0,4кВ.

Фидер 1: линия выполнена проводом А-35, ее длина составляет $l = 0,057$ км. На фидер присоединена школа.

1.3 Краткая характеристика ТП 55-10-10

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-10.

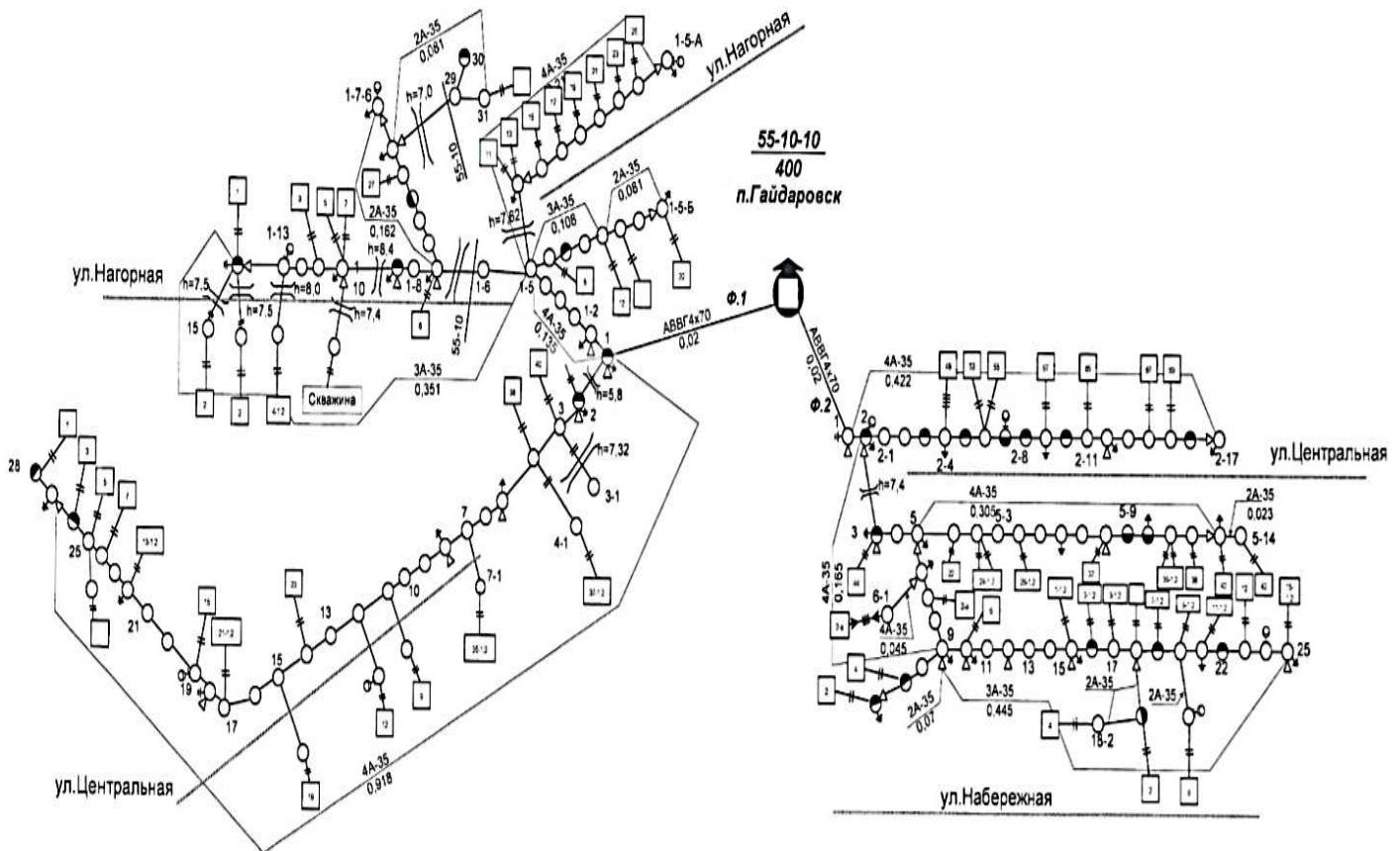


Рисунок 1.4 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.4 изображена ТП 55-10-10 (п.Гейдаровск) с двумя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 400/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводами А-35 и АВВГ 4x70, их длина составляет $l = 2,052$ км. На фидер присоединено 38 домов, скважина.

Фидер 2: линии выполнены проводом А-35, их длина составляет $l = 1,475$ км. На фидер присоединено 33 дома.

1.4 Краткая характеристика ТП 55-10-09

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-09.

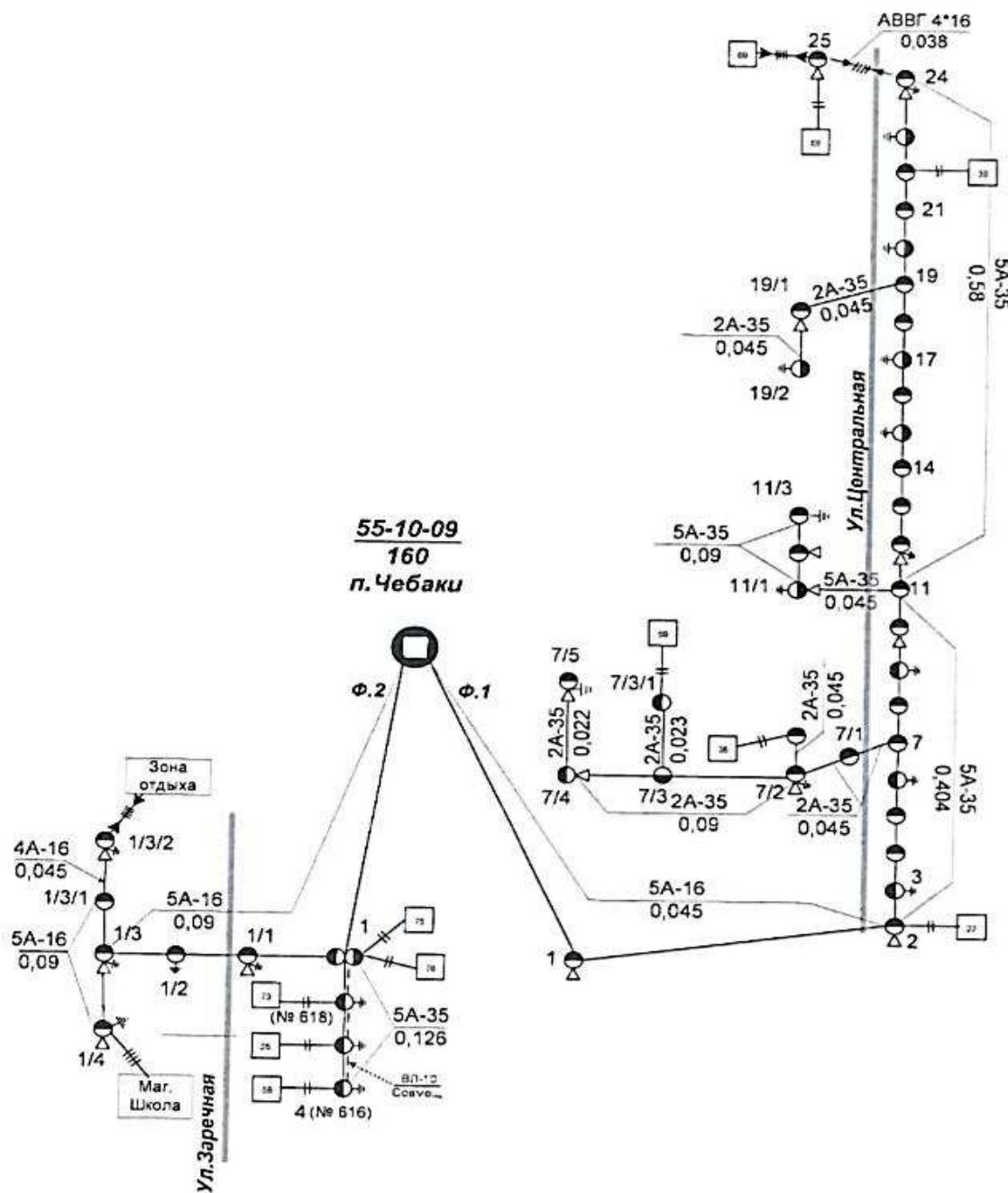


Рисунок 1.5 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.5 изображена ТП 55-10-09 (п.Чебаки) с двумя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 160/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводами А-16, А-35 и АВБГ 4х16, их длина составляет $l = 1,479$ км. На фидер присоединено 6 домов.

Фидер 2: линии выполнены проводами А-16, А-35, их длина составляет $l = 0,351$ км. На фидер присоединено 5 домов, зона отдыха, маг. школа.

1.5 Краткая характеристика ТП 55-10-08

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-08.

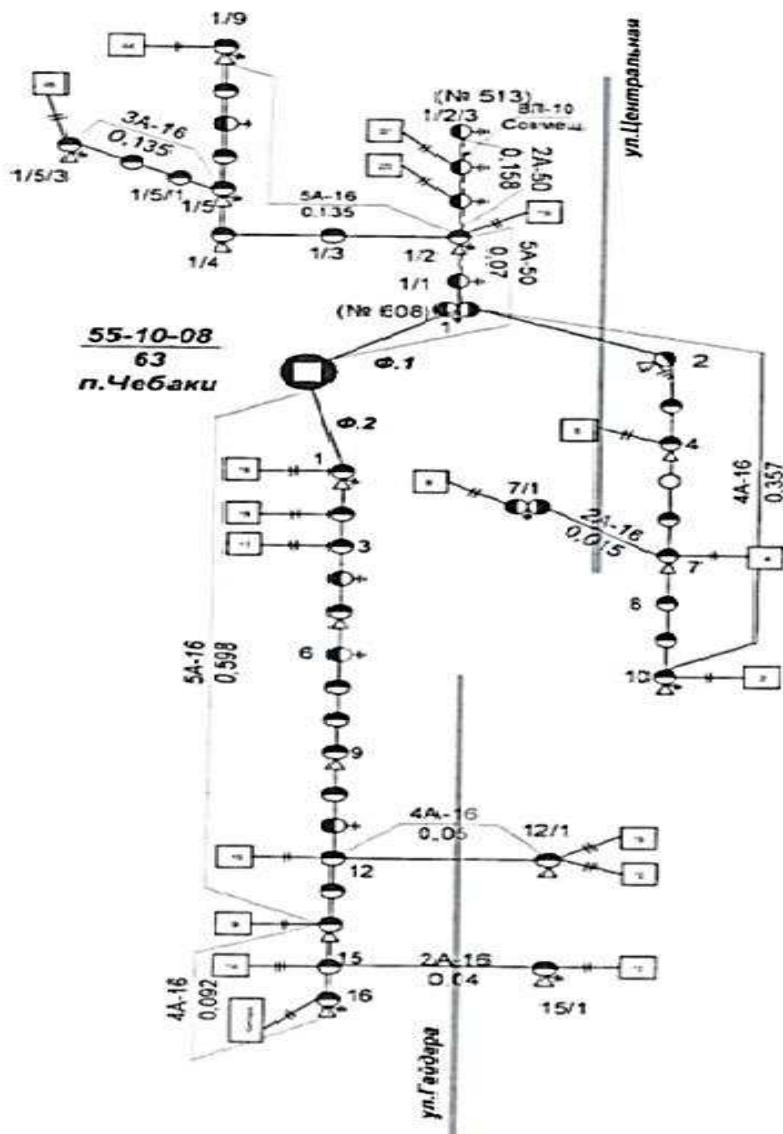


Рисунок 1.6 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.6 изображена ТП 55-10-08 (п.Чебаки) с двумя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 63/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводами А-16, А-50, их длина составляет $l = 0,87$ км. На фидер присоединено 9 домов.

Фидер 2: линии выполнены проводом А-16, их длина составляет $l = 0,78$ км. На фидер присоединено 9 домов.

1.6 Краткая характеристика ТП 55-10-05

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-05.

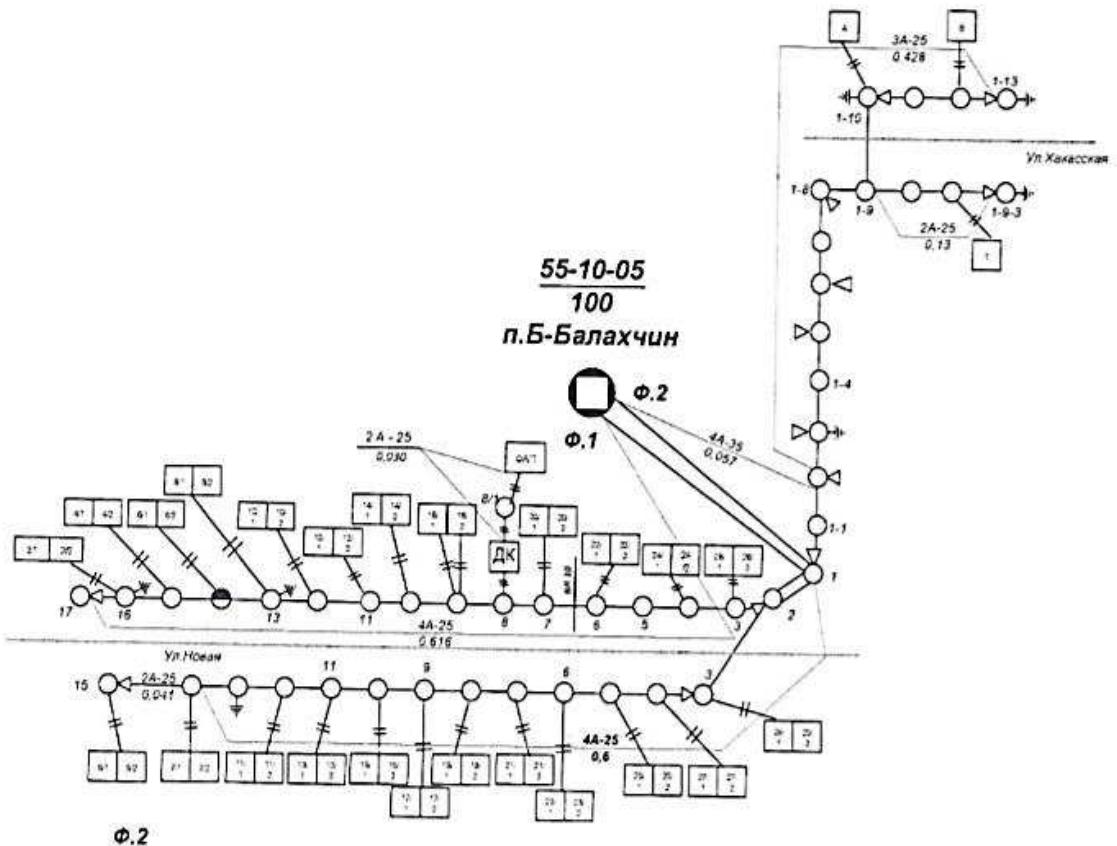


Рисунок 1.7 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.7 изображена ТП 55-10-05 (п.Б-Балахчин) с двумя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 100/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводом А-25, их длина составляет $l = 0,646$ км. На фидер присоединено 24 дома, ДК, ФАП.

Фидер 2: линии выполнены проводами А-16 и А-35, их длина составляет $l = 1,256$ км. На фидер присоединено 3 дома.

1.7 Краткая характеристика ТП 55-10-15

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-15.

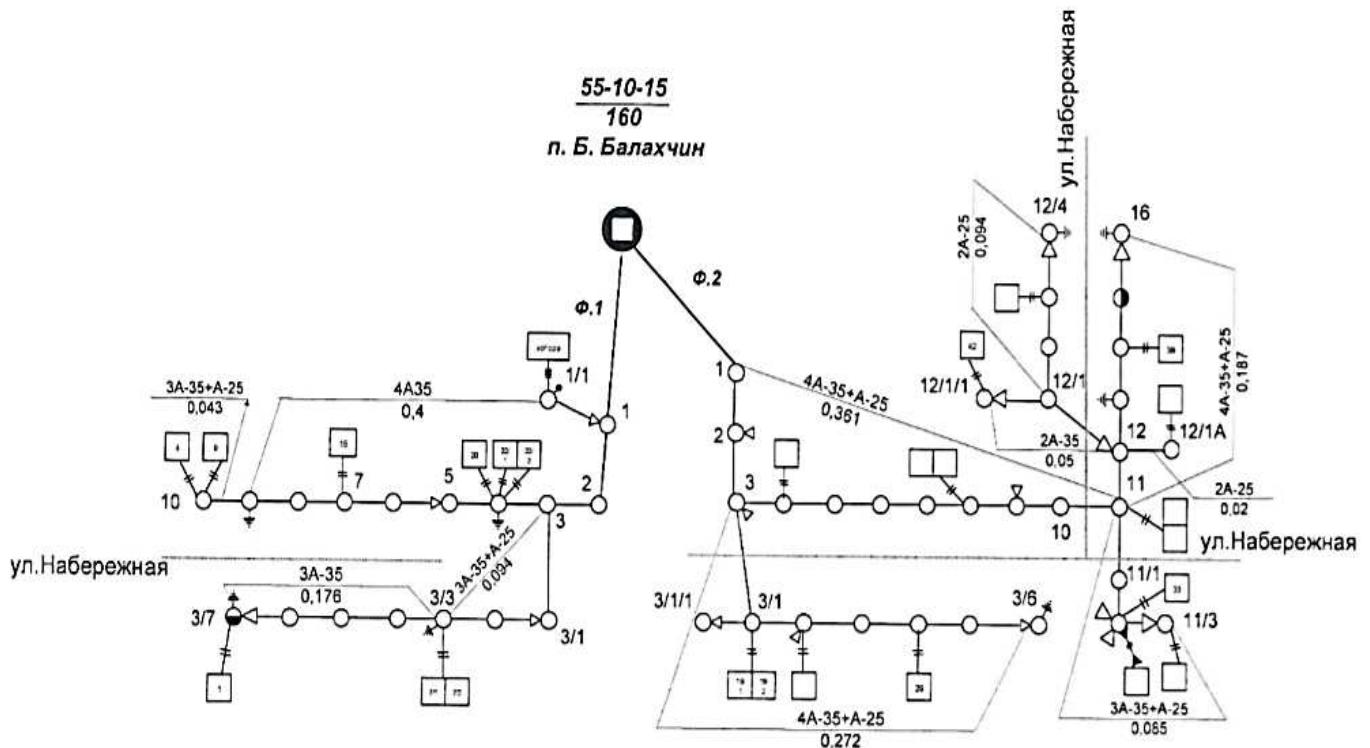


Рисунок 1.8 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.8 изображена ТП 55-10-15 (п.Б.Балахчин) с двумя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 160/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводами А-35 и А-25, их длина составляет $l = 0,713$ км. На фидер присоединено 9 домов, контора.

Фидер 2: линии выполнены проводами А-35 и А-25, их длина составляет $l = 1,069$ км. На фидер присоединено 12 домов.

1.8 Краткая характеристика ТП 55-10-16

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-16.

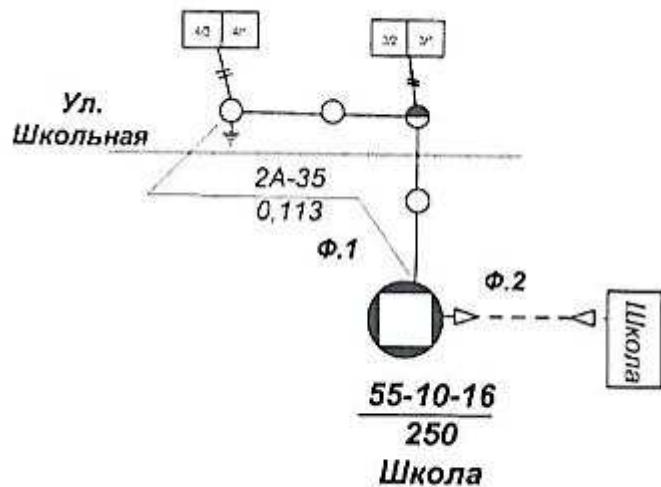


Рисунок 1.9 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.9 изображена ТП 55-10-16 (Школа) с двумя отходящими фидерами. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 250/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводом А-35, их длина составляет $l = 0,113$ км. На фидер присоединено 2 дома.

Фидер 2: линия выполнены проводом АВВГ 4х185, ее длина составляет $l = 0,01$ км. На фидер присоединена школа.

1.9 Краткая характеристика ТП 55-10-17

Ниже приведена поопорная схема ВЛ 0,4кВ ТП 55-10-17.

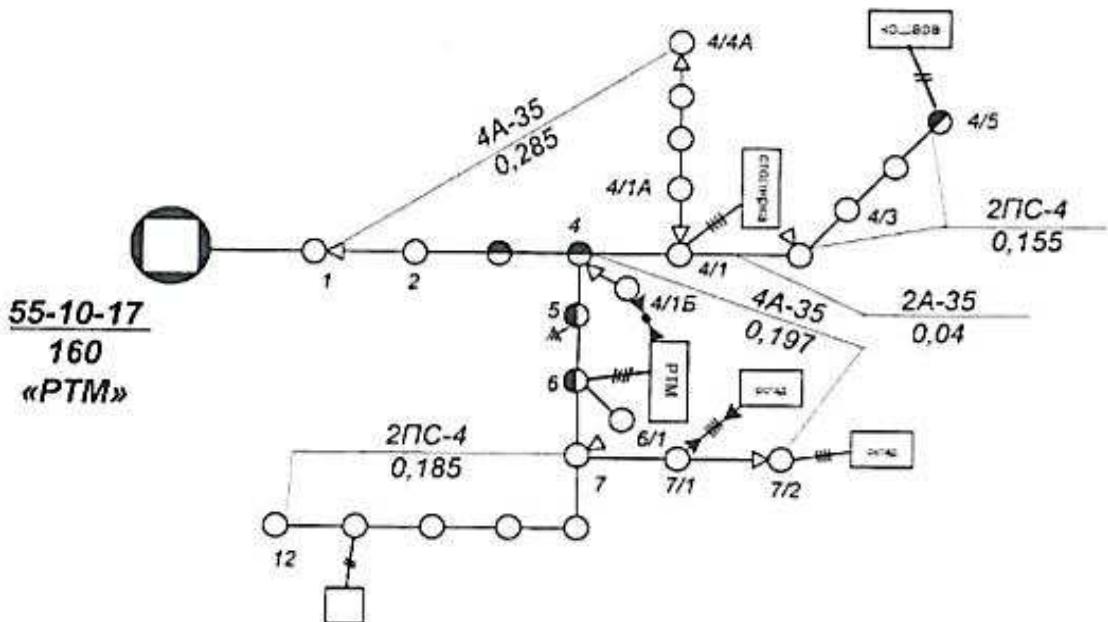


Рисунок 1.10 – Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

На рисунке 1.10 изображена ТП 55-10-17 (PTM) с одним отходящим фидером. На ТП установлен двухобмоточный трансформатор ТМ 160/10/0,4кВ.

Фидер 1: линии выполнены проводом А-35, ПС-4, их длина составляет $l = 0,822$ км. На фидер присоединено 1 дом, кошара, РТМ, столярка, 2 склада.

2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях

Структура фактических потерь электроэнергии состоит из многих составляющих. Ранее их часто укрупнено объединяли в две большие группы: технические и коммерческие потери. К первым относили нагрузочные, условно-постоянные потери и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Все остальные потери, в том числе инструментальные погрешности измерений, относили ко второй группе потерь. В такой классификации есть определенные условности. Расход электроэнергии на собственные нужды не является по своей сути «чистыми» техническими потерями, и учитывается электросчетчиками. Так же и метрологические погрешности, в отличие от других составляющих коммерческих потерь, имеют иную природу возникновения. Поэтому «коммерческие потери» изначально трактовались довольно обширно, есть даже такое определение, как «допустимый уровень коммерческих потерь» - значение коммерческих потерь электроэнергии, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям ПУЭ.

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии более часто употребляется термин «технологические потери электроэнергии». Выражение «коммерческие потери электроэнергии» встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В одном из них под коммерческими потерями понимается разность между отчетными и технологическими потерями, при этом «технологическими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем».

Потери электроэнергии:

1. Технологические потери.
2. Коммерческие потери.

Технологические потери включают в себя технические потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии .

Они не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу электроэнергии. Средства на покрытие финансовых издержек, связанных с приобретением электроэнергии для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива, поступают в сетевую компанию в составе собранной выручки за передачу электроэнергии.

Технические потери электроэнергии можно рассчитать по законам электротехники, допустимые погрешности приборов учета – на основании их метрологических характеристик, а расход на собственные нужды подстанций определить по показаниям электросчетчиков.

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием.

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, следовательно, и коммерческие потери в их составе. Коммерческие потери электроэнергии в отличие от технологических являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь, с одной стороны, причиной денежных расходов сетевого предприятия, они в то же время являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи электроэнергии. Поэтому сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка электроэнергии, заинтересованы

в максимально точном учете электроэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности.

Можно говорить о некорректности перекладывания на сетевые компании всей финансовой ответственности за коммерческие потери электроэнергии, поскольку причины их возникновения, а также эффективность их выявления и устранения зависят не только от электросетевых компаний. Но факт остается фактом: коммерческие потери электроэнергии являются «головной болью» в первую очередь сетевых организаций.

2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии. Чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии. Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению.

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

1. Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
3. Несанкционированное электропотребление.
4. Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

2.1.1 Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии

Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических

технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно-техническими документами, влияют в конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению коммерческих «инструментальных» потерь:

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН),
- низкий коэффициент мощности ($\cos \phi$) измеряемой нагрузки,
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты,
- несимметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях,
- отклонения от допустимого температурного режима работы,
- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии,
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ,
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

Также на результат измерений влияют следующие факторы, наличие которых во многом определяется существующим в сетевой организации уровнем контроля состояния и правильности работы используемого парка приборов учета:

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов,
- неисправность приборов учета,
- ошибки при монтаже приборов учета, в т. ч. неправильные схемы их подключения, установка измерительных ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения и т.п.

До сих пор в эксплуатации имеются устаревшие, выработавшие свой ресурс индукционные электросчетчики класса точности 2,5. Причем такие приборы учета встречаются не только у потребителей – граждан, но и у потребителей - юридических лиц.

Согласно действовавшему до 2007г. ГОСТ 6570-96 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные», срок эксплуатации счетчиков электроэнергии с классом точности 2,5 был ограничен первым межповерочным интервалом, а с 01.07.97 выпуск счетчиков класса 2,5 прекращен.

Индукционные счетчики класса точности 2,5 исключены из Государственного реестра средств измерений, они не производятся и не принимаются на поверку. Срок поверки для однофазного индукционного счетчика составляет 16 лет, а трехфазного – 4 года. Поэтому, по срокам межповерочного интервала, трехфазные индукционные электросчетчики класса точности 2,5 не должны применяться для коммерческого учета электроэнергии уже несколько лет.

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) распространяется на электромеханические (индукционные) счетчики ватт-часов классов точности 0,5; 1 и 2. Для индукционных электросчетчиков класса 2,5 в настоящее время нет действующих нормативных документов, устанавливающих метрологические требования.

Можно сделать вывод о том, что применение в настоящее время однофазных индукционных электросчетчиков с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

2.1.2 Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям

Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям обусловлены следующими факторами:

- Искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных и т.п.
- Несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным. Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации и т.п. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.
- Неодновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть (отдачи из сети).
- Несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтеноной электроэнергии в объемы её передачи.
- Установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электрической энергии в элементах сети от границы балансовой принадлежности до точки измерения, либо отсутствие таких алгоритмов для «дорасчета» потерь электроэнергии.
- Определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности.
- «Безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в

отдельные законодательные акты Российской Федерации " от 23.11.2009, в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию.

– Недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в т.ч. с многоквартирными жилыми домами.

– Наличие бесхозяйных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей.

– Применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета.

2.1.3 Несанкционированное электропотребление

К данной категории следует отнести так называемые «хищения» электроэнергии, к которым относят несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников помимо электросчетчика, а также любые вмешательства в работу приборов учета и иные действия с целью занижений показаний счетчика электроэнергии. Сюда же следует отнести и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях приборов учета.

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими.

Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации. Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии.

2.2 Пути снижения коммерческих потерь

Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь электроэнергии определяются причинами их возникновения. Многие мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии, достаточно подробно освещены в научно-технической литературе. Основной перечень мероприятий, направленных на совершенствование приборов учета электроэнергии приведен в отраслевой инструкции.

Мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии можно условно разделить на две группы:

1. Организационные, повышающие точность расчетов показателей баланса электроэнергии, в т.ч. полезного отпуска потребителям.

2. Технические, в основном связанные с обслуживанием и совершенствованием систем учета электроэнергии.

К основным организационным мероприятиям следует отнести следующие:

- Проверка наличия актов разграничения балансовой принадлежности по точкам поставки внешнего и внутреннего сечения учета электроэнергии, своевременная фиксация всех точек поставки электроэнергии, проверка на соответствие с договорными условиями.
- Формирование и своевременная актуализация баз данных о потребителях электроэнергии и группах учета, с привязкой их к конкретным элементам схемы электрической сети.
- Сверка фактических технических характеристик приборов учета и применяемых в расчетах.
- Проверка наличия и правильности алгоритмов «дорасчета» потерь при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности.
- Своевременная сверка показаний приборов учета, максимальная автоматизация операционной деятельности по расчетам объемов электроэнергии для исключения влияния «человеческого фактора».
- Исключение практики «безучетного» электроснабжения.
- Выполнение расчетов технологических потерь электроэнергии, повышение точности их расчетов.
- Контроль фактических небалансов электроэнергии на ПС, своевременное принятие мер по устраниению сверхдопустимых отклонений.
- Расчеты «пофидерных» балансов электроэнергии в сети, балансов по ТП 10(6)/0,4 кВ, в линиях 0,4 кВ, для выявления «очагов» коммерческих потерь электроэнергии.
- Выявление хищений электроэнергии.
- Обеспечение персонала, выполняющего проверки приборов учета и выявление хищений электроэнергии, необходимым инструментом и

инвентарем. Обучение методам выявления хищений электроэнергии, повышение мотивации дополнительным материальным вознаграждением с учетом эффективности работы.

К основным техническим мероприятиям, направленным на снижение коммерческих потерь электроэнергии, следует отнести следующие:

- Инвентаризация измерительных комплексов электроэнергии, маркирование их знаками визуального контроля, пломбирование электросчетчиков, измерительных трансформаторов, установка и пломбирование защитных кожухов клеммных зажимов измерительных цепей.
- Своевременная инструментальная проверка приборов учета, их поверка и калибровка.
- Замена счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов на приборы учета с повышенными классами точности.
- Устранение недогрузки и перегрузки трансформаторов тока и напряжения, недопустимого уровня потерь напряжения в измерительных цепях ТН.
- Установка приборов учета на границах балансовой принадлежности, в т.ч. пунктов учета электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности, проходящей по линиям электропередач.
- Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии, замена устаревших измерительных приборов, а также приборов учета с техническими параметрами, не соответствующими законодательным и нормативно – техническим требованиям.
- Установка приборов учета за пределами частных владений.
- Замена «голых» алюминиевых проводов ВЛ – 0,4 кВ на СИП, замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на коаксиальные кабели.
- Внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ), как для промышленных, так и для бытовых потребителей.

Последнее из перечисленных мероприятий является наиболее эффективным в снижении коммерческих потерь электроэнергии, поскольку является комплексным решением основных ключевых задач, обеспечивая достоверное и дистанционное получение информации от каждой точки измерения, осуществляя постоянный контроль исправности приборов учета. Кроме того, максимально усложняется осуществление несанкционированного электропотребления, и упрощается выявление «очагов» потерь в кратчайшие сроки с минимальными трудозатратами. Ограничивающим фактором широкой автоматизации учета электроэнергии является дороговизна систем АИС КУЭ. Реализацию данного мероприятия возможно осуществлять поэтапно, определяя приоритетные узлы электрической сети для автоматизации учета на основании предварительного энергетического обследования с оценкой экономической эффективности внедрения проекта.

Для решения вопросов по снижению коммерческих потерь электроэнергии также необходимо совершенствовать нормативно-правовую базу в области энергоснабжения и учета электроэнергии. В частности, применение нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению должно побуждать абонентов к скорейшей установке приборов учета (устранения их неисправностей), а не к подсчету выгоды от их отсутствия. Процедура допуска представителей сетевых компаний для проверки состояния приборов учета и снятия их показаний у потребителей, в первую очередь у физических лиц, должна быть максимально проста, а ответственность за несанкционированное электропотребление усиlena.

3 Анализ величины потерь электроэнергии по фидеру 55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро».

По данным баланса по линиям 10/0,4 кВ по Ширинскому РЭС рассмотрим динамику потерь электроэнергии в электрических сетях.

Приведем потери электроэнергии за 2017-2018 год. А также произведем анализ потерь электроэнергии на фидере 55-10.

3.1 Потери электроэнергии за 2017-2018 год

По данным баланса по линиям 10/0,4 кВ по Ширинскому РЭС составим таблицу 3.1 потерь электроэнергии по годам.

Таблица 3.1 – Потери электроэнергии за 2017-2018г. по месяцам

год	2017				2018			
	месяц	Отпуск в сеть, кВт*ч	Полезный отпуск, кВт*ч	Потери, кВт*ч	Потери, %	Отпуск в сеть, кВт*ч	Полезный отпуск, кВт*ч	Потери, кВт*ч
январь	138 412	111416	26 996	19,5	140 101	111 274	28 827	20,58
февраль	112961,5	92256,5	20705	18,33	116720,5	41637	79583,5	68,18
март	112961,5	92256,5	20705	18,33	116720,5	41637	79583,5	68,18
апрель	86 627	85331	1 296	1,5	104 910	87 435	17 475	16,66
май	85 878	81733	4 145	4,83	92 864	59 357	33 507	36,08
июнь	73040	37803,5	35236,5	48,24	69250,5	63369,5	5881	8,49
июль	73040	37803,5	35236,5	48,24	69250,5	63369,5	5881	8,49
август	70 500	6181	64 319	91,23	70 947	50 038	20 909	29,47
сентябрь	78 212	44631	33 581	42,94	77 368	64 816	12 552	16,22
октябрь	97 337	61547	35 790	36,77	88 021	39 995	48 026	54,56
ноябрь	115 982	96450	19 532	16,84	109 360	57851	51 509	47,10
декабрь	125 570	99259	26 311	20,95	130 524	98005	32 519	24,91
итого	1 170 521	846668	323 853	27,67	1 186 037	769784	416 253	35,10

По таблице 3.1 для наглядной картины построим помесячные графики зависимости потерь по годам.

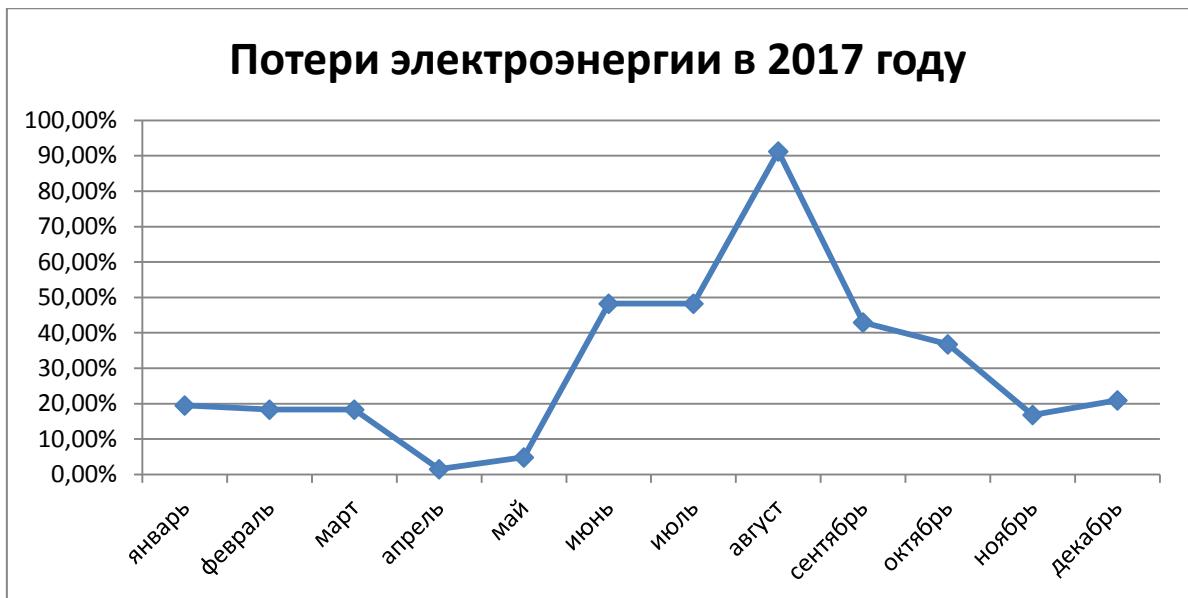


Рисунок 3.1 – Потери электроэнергии в 2017 году

По рисунку 3.1 можно определить, как изменились потери электроэнергии по месяцам. В августе были выявлены максимальные потери за год, которые составили 91,23%. Разница потерь между максимальными и минимальными составила 89,73%.

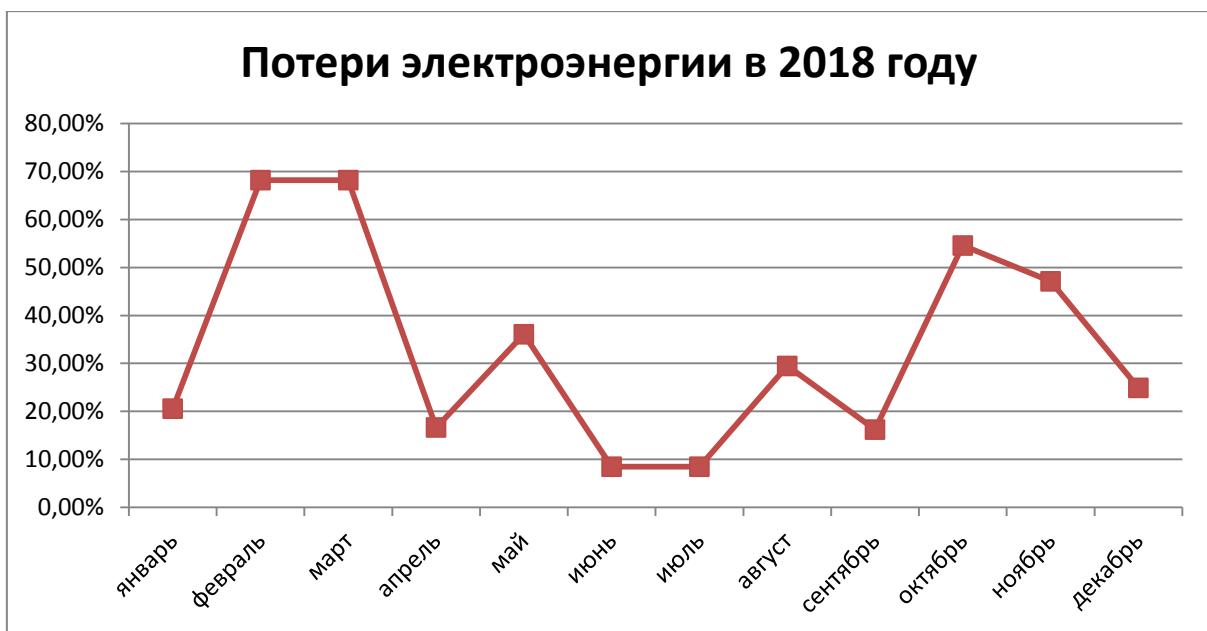


Рисунок 3.2 – Потери электроэнергии в 2018 году

По рисунку 3.2 можно определить, как изменились потери электроэнергии по месяцам. В феврале и марте были выявлены максимальные потери за год, которые составили 68,18%. Разница потерь между максимальными и минимальными составила 59,69%.

4 Расчет технических и коммерческих потерь электроэнергии по фидеру Ф 55-10 ПС 35/10 кВ «Черное озеро»

4.1 Расчет потерь в сетях 0,4 кВ

Рассчитаем потери в сетях 0,4 кВ на подстанциях : ТП 55-10-12; ТП 55-10-11; ТП 55-10-10; ТП 55-10-09; ТП 55-10-08; ТП 55-10-15; ТП 55-10-05; ТП 55-10-16; ТП 55-10-17.

4.1.1 Расчет подстанции 55-10-12

Произведем расчет на примере подстанции 55-10-12 (Больница).

Находим активную $P_{\text{нагр}}$, реактивную $Q_{\text{нагр}}$, полную $S_{\text{нагр}}$ мощности нагрузок для разных объектов:

Фидер 1:

Для коттеджа активная мощность нагрузки определяется:

$$P_{\text{нагр}} = N * P_{\text{уд}}; \quad (4.1)$$

где N – количество коттеджей;

$P_{\text{уд}}$ – удельная мощность для определенного количества коттеджей

[Таблица 2.1.1, [1]], кВт.

Для $N = 11$ принимаем $P_{\text{уд}} = 4,3$; для $N = 9$ принимаем $P_{\text{уд}} = 5,4$.

$$P_{\text{нагр1}} = 4,3 * 11 = 47,3 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{нагр2}} = 5,4 * 9 = 48,6 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} * \operatorname{tg} \varphi \quad (4.2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – мощность нагрузки фидера.

$$Q_{\text{нагр1}} = 47,3 * 0,29 = 13,717 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{нагр2}} = 48,6 * 0,29 = 14,094 \text{ кВар};$$

Тогда полная мощность $S_{\text{нагр}}$ будет равна:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P_{\text{нагр1}}^2 + Q_{\text{нагр1}}^2} \quad (4.3)$$

$$S_{\text{нагр1}} = \sqrt{47,3^2 + 13,717^2} = 49,25 \text{ кВА}.$$

$$S_{\text{нагр}2} = \sqrt{48,6^2 + 14,094^2} = 50,6 \text{ кВА.}$$

Определим токи нагрузки по фидеру:

$$I_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{U * \sqrt{3}} \quad (4.4)$$

$$I_{\text{нагр}1} = \frac{49,25}{0,4 * \sqrt{3}} = 71,17 \text{ А.}$$

$$I_{\text{нагр}2} = \frac{50,6}{0,4 * \sqrt{3}} = 73,12 \text{ А.}$$

Найдем параметры линий и занесем их в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-12

№	Марка	$l, \text{км}$	$R_{\text{уд}}, \text{Ом/км}$	$X_{\text{уд}}, \text{Ом/км}$	$R, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$
1	A-35	0,462	0,83	0,336	0,383	0,155
2	A-35	0,626	0,83	0,336	0,519	0,21

В таблице 4.1 активное и реактивное сопротивления определялись по формулам:

$$R = R_{\text{уд}} * l \quad (4.5)$$

$$X = X_{\text{уд}} * l \quad (4.6)$$

Найдем наибольшие потери активной мощности $\Delta P_{\text{нб}}$ для выбранного фидера:

$$\Delta P_{\text{нб}} = \frac{3 * I_{\text{нб}}^2 * R_{\Sigma}}{3 * 1000} \quad (4.7)$$

где $I_{\text{нб}}$ – ток фидера в режиме наибольших нагрузок, А.

R_{Σ} – суммарное активное сопротивление фидера, Ом.

$$\Delta P_{\text{нб}} = \frac{3 * 144,29^2 * 0,221}{3 * 1000} = 4,6 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{\text{нб}} \% = \frac{\Delta P_{\text{нб}} * 100}{l * \rho * 1000}; \quad (4.8)$$

где ρ – равномерная нагрузка, распределенная вдоль всей длины линии, в режиме наибольших нагрузок, кВт/м.

$$\rho = \frac{P_{\Sigma}}{l} = \frac{95,9}{1088} = 0,088 \text{ кВт/м.}$$

$$\Delta P_{H6} \% = \frac{4,6*100}{1,088*0,088*1000} = 4,8 \, \%$$

Расчеты по подстанции занесем в таблицы 4.2-4.5

Таблица 4.2 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-12

№	Нам.	P _{уд} , кВт	N	P _{нагр} , кВт	Q _{нагр} , кВар	S _{нагр} , кВА	cos φ	sin φ	tg φ	I _{нагр} , А	R, Ом	X, Ом	ρ, кВт/м
1	Коттедж и	5,4	9	48,6	14,09	50,6	0,96	0,2 8	0,2 9	73,12	0,611	0,247	0,051
2	Коттедж и	6,5	4	26	7,54	27,07	0,96	0,2 8	0,2 9	39,12	0,611	0,247	-

Таблица 4.3 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-12

№	Марка	l, км	R _{уд} Ом/км	X _{уд} Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-35	0,736	0,83	0,336	0,611	0,247
2	A-35	0,736	0,83	0,336	0,611	0,247

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{H6} = 3,85$ кВт, что составляет 5,15% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.4 – Расчет фидера 3 подстанции 55-10-12

№	Нам.	P _{уд} , кВт	N	P _{нагр} , кВт	Q _{нагр} , кВар	S _{нагр} , кВА	cos φ	sin φ	tg φ	I _{нагр} , А	R, Ом	X, Ом	ρ, кВт/м
1	Коттедж и	6,5	5	32,5	9,425	33,84	0,96	0,2 8	0,2 9	48,9	0,415	0,168	0,08
2	Магазин 50кв	0,23	1	11,5	8,05	14,04	0,82	0,5 7	0,7	20,28	0,222	0,09	-
3	Больница 50м	0,36	1	18	7,74	19,59	0,92	0,3 9	0,4 3	28,31	-	-	-

Таблица 4.5 – Параметры линий для фидера 3 подстанции 55-10-12

№	Марка	l, км	R _{уд} Ом/км	X _{уд} Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-35	0,5	0,83	0,336	0,415	0,168
2	A-35	0,267	0,83	0,336	0,222	0,09

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{\text{нб}} = 1,36 \text{ кВт}$, что составляет 2,2% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные наибольшие активные потери ТП 55-10-12 равны $\Delta P_{\Sigma \text{нб}} = 9,8 \text{ кВт}$.

Найдем время наибольших потерь τ по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} * 10^{-4})^2 * 8760 \quad (4.9)$$

где $T_{\text{нб}}$ – время использования наибольших нагрузки, принимаем $T_{\text{нб}} = 2500 \text{ ч.}$ для потребителей сельской местности [2].

Тогда время наибольших потерь τ :

$$\tau = (0,124 + 2500 * 10^{-4})^2 * 8760 = 1225,31 \text{ ч.}$$

Определим технические потери электроэнергии $\Delta W_{\text{тех}}$ для ТП:

$$\Delta W_{\text{тех}} = \Delta P_{\Sigma \text{нб}} * \tau \quad (4.10)$$

где $\Delta P_{\Sigma \text{нб}}$ – суммарные наибольшие активные потери ТП, кВт.

$$\Delta W_{\text{тех}} = 9,8 * 1225,31 = 12015,26 \text{ кВт*ч.}$$

Остальные ТП считаются аналогично, тогда занесем расчеты в таблицы 4.6-4.33.

4.1.2 Расчет подстанции 55-10-11

Таблица 4.6 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-11

№	Наим.	$P_{\text{уд}}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R, Ом	X, Ом	ρ , кВт/м
1	Школа 200м	0,25	1	50	19	53,49	0,95	0,3 1	0,3 8	77,2 9	0,047	0,019	0,88

Таблица 4.7 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-11

№	Марка	$l, \text{ км}$	$R_{\text{уд}}$ Ом/км	$X_{\text{уд}}$ Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-35	0,057	0,83	0,336	0,047	0,019

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{\text{нб}} = 0,28 \text{ кВт}$, что составляет 0,56% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные наибольшие активные потери ТП 55-10-11 равны $\Delta P_{\Sigma \text{нб}} = 0,28 \text{ кВт}$.

Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-11 равны $\Delta W_{\text{тех}} = 346,34 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

4.1.3 Расчет подстанции 55-10-10

Таблица 4.8 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-10

№	Наим.	$P_{\text{уд}}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R, Ом	X, Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	3,9	15	58,5	16,96	60,91	0,96	0,28	0,29	88,02	0,762	0,308	0,084
2	Коттедж и	5,4	8	43,2	12,53	44,98	0,96	0,28	0,29	64,99	0,291	0,118	-
3	Коттедж и	3,9	13	50,7	14,7	52,79	0,96	0,28	0,29	76,28	0,432	0,179	-

Таблица 4.9 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-10

№	Марка	l , км	$R_{\text{уд}}$ Ом/км	$X_{\text{уд}}$ Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-35	0,918	0,83	0,336	0,762	0,308
2	A-35	0,351	0,83	0,336	0,291	0,118
3	A-35	0,534	0,83	0,336	0,432	0,179

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{\text{нб}} = 3,46 \text{ кВт}$, что составляет 2,27% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.10 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-10

№	Наим.	$P_{\text{уд}}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R, Ом	X, Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	3,9	15	58,5	16,96	60,91	0,96	0,2 ₈	0,2 ₉	88,0 ₂	0,489	0,198	0,1
2	Коттедж и	5,4	9	48,6	14,09	50,60	0,96	0,2 ₈	0,2 ₉	73,1 ₂	0,334	0,135	-
3	Коттедж и	5,4	7	37,8	10,96	39,36	0,96	0,2 ₈	0,2 ₉	56,8 ₇	0,35	0,142	-

Таблица 4.11 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-10

№	Марка	l , км	$R_{\text{уд}}$ Ом/км	$X_{\text{уд}}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-35	0,59	0,83	0,336	0,489	0,198
2	A-35	0,403	0,83	0,336	0,334	0,135
3	A-35	0,422	0,83	0,336	0,35	0,142

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{\text{нб}} = 2,32$ кВт, что составляет 1,6% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные активные потери ТП 55-10-10 равны $\Delta P_{\Sigma \text{нб}} = 5,78$ кВт. Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-10 равны $\Delta W_{\text{тех}} = 7080,87$ кВт*ч.

4.1.4 Расчет подстанции 55-10-09

Таблица 4.12 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-09

№	Наим.	$P_{\text{уд}}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	6,5	6	39	11,31	40,61	0,96	0,2 8	0,2 9	58,6 8	1,16	0,47	0,026

Таблица 4.13 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-09

№	Марка	l , км	$R_{\text{уд}}$ Ом/км	$X_{\text{уд}}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-35	1,396	0,83	0,336	1,16	0,47

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{\text{нб}} = 4,52$ кВт, что составляет 11,6% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.14 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-09

№	Наим.	$P_{\text{уд}}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	6,5	5	32,5	9,42	33,84	0,96	0,2 8	0,2 9	48,9	0,632	0,132	0,092

Таблица 4.15 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-09

№	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-16	0,351	1,8	0,377	0,632	0,132

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{нб} = 1,51$ кВт, что составляет 4,65% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные активные потери ТП 55-10-09 равны $\Delta P_{\Sigma \text{нб}} = 6,03$ кВт. Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-09 равны $\Delta W_{\text{тех}} = 7392,71$ кВт*ч.

4.1.5 Расчет подстанции 55-10-08

№	Нам.	$P_{уд}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	6,5	4	26	7,54	27,07	0,96	0,2 8	0,2 9	39,1 2	0,527	0,11	0,08
2	Коттедж и	6,5	4	26	7,54	27,07	0,96	0,2 8	0,2 9	39,1 2	0,643	0,134	-

Таблица 4.16 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-08

Таблица 4.17 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-08

№	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-16	0,293	1,8	0,377	0,527	0,11
2	A-16	0,357	1,8	0,377	0,643	0,134

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{нб} = 1,77$ кВт, что составляет 3,4% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.18 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-08

№	Нам.	$P_{уд}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	5,4	9	48,6	14,09	50,60	0,96	0,2 8	0,2 9	73,12	1,404	0,294	0,064
2	Контора 40м	0,043	1	1,72	0,82	1,91	0,9	0,4 3	0,4 8	2,76	-	-	-

Таблица 4.19 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-08

№	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-16	0,78	1,8	0,377	1,404	0,294

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{H6} = 8,08$ кВт, что составляет 16,06% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Суммарные активные потери ТП 55-10-08 равны $\Delta P_{\Sigma H6} = 9,86$ кВт.

Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-08 равны $\Delta W_{\text{тех}} = 12078,52$ кВт*ч.

4.1.6 Расчет подстанции 55-10-15

Таблица 4.20 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-15

№	Наим.	$P_{уд}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	5,4	9	48,6	14,09	50,60	0,96	0,2 8	0,2 9	73,12	0,592	0,239	0,07
2	Контора 40м	0,043	1	1,72	0,82	1,91	0,9	0,4 3	0,4 8	2,76	-	-	-

Таблица 4.21 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-15

№	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-35	0,713	0,83	0,336	0,592	0,239

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{H6} = 3,41$ кВт, что составляет 6,77% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.22 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-15

№	Наим.	$P_{уд}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	5,4	8	43,2	12,53	44,98	0,96	0,2 8	0,2 9	64,9 9	0,34 5	0,14	0,072
2	Коттедж и	6,5	5	32,5	9,45	33,84	0,96	0,2 8	0,2 9	48,9	0,52 5	0,213	-

Таблица 4.23 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-15

№	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-35	0,416	0,83	0,336	0,345	0,14
2	A-35	0,633	0,83	0,336	0,525	0,213

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{нб} = 2,7$ кВт, что составляет 3,57% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные активные потери ТП 55-10-15 равны $\Delta P_{\Sigma \text{нб}} = 6,11$ кВт. Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-15 равны $\Delta W_{\text{тех}} = 7487,35$ кВт*ч.

4.1.7 Расчет подстанции 55-10-05

Таблица 4.24 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-05

№	Нам.	$P_{уд}$, кВт	N	$P_{\text{нагр}}$, кВт	$Q_{\text{нагр}}$, кВар	$S_{\text{нагр}}$, кВА	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\tg \varphi$	$I_{\text{нагр}}$, А	R , Ом	X , Ом	ρ , кВт/м
1	Коттедж и	4,3	12	51,6	14,96	53,73	0,96	0,2 8	0,2 9	77,6 4	0,743	0,223	0,1
2	Коттедж и	4,3	12	51,6	14,96	53,73	0,96	0,2 8	0,2 9	77,6 4	0,737	0,221	-
3	ДК 60м	0,46	1	27,6	11,87	30,04	0,92	0,3 9	0,4 3	43,4 1	-	-	-
4	ФАП 15м	0,36	1	5,4	2,32	5,88	0,92	0,3 9	0,4 3	8,49	-	-	-

Таблица 4.25 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-05

№	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	A-25	0,646	1,15	0,345	0,743	0,223
2	A-25	0,641	1,15	0,345	0,737	0,221

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{нб} = 15,88$ кВт, что составляет 11,66% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.26 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-05

№	Наим.	P _{уд} , кВт	N	P _{нагр} , кВт	Q _{нагр} , кВар	S _{нагр} , кВА	cos φ	sin φ	tg φ	I _{нагр} , А	R, Ом	X, Ом	ρ, кВт/м
1	Коттеджи	11,5	3	34,5	10	35,92	0,96	0,2 8	0,2 9	51,91	0,64	0,192	0,056

Таблица 4.27 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-15

№	Марка	l, км	R _{уд} Ом/км	X _{уд} Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-25	1,15	1,15	0,345	0,64	0,192

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{H6} = 1,85$ кВт, что составляет 5,37% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные активные потери ТП 55-10-05 равны $\Delta P_{\Sigma H6} = 17,74$ кВт. Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-05 равны $\Delta W_{\text{tex}} = 21732,85$ кВт*ч.

4.1.8 Расчет подстанции 55-10-16

Таблица 4.28 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-16

№	Наим.	P _{уд} , кВт	N	P _{нагр} , кВт	Q _{нагр} , кВар	S _{нагр} , кВА	cos φ	sin φ	tg φ	I _{нагр} , А	R, Ом	X, Ом	ρ, кВт/м
1	Коттеджи	11,5	2	23	6,67	23,95	0,96	0,2 8	0,2 9	34,61	0,094	0,038	0,85

Таблица 4.29 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-16

№	Марка	l, км	R _{уд} Ом/км	X _{уд} Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-35	0,113	0,83	0,336	0,094	0,038

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{H6} = 0,11$ кВт, что составляет 0,12% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера.

Таблица 4.30 – Расчет фидера 2 подстанции 55-10-16

№	Наим.	P _{уд} , кВт	N	P _{нагр} , кВт	Q _{нагр} , кВар	S _{нагр} , кВА	cos φ	sin φ	tg φ	I _{нагр} , А	R, Ом	X, Ом	ρ, кВт/м
1	Школа 200м	0,25	1	50	19	53,49	0,95	0,3 1	0,3 8	77,29	0,001 7	0,0005 96	5

Таблица 4.31 – Параметры линий для фидера 2 подстанции 55-10-16

№	Марка	l, км	R _{уд} Ом/км	X _{уд} Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	АВВГ 4x185	0,01	0,17	0,0596	0,0017	0,000596

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{нб} = 0,01$ кВт, что составляет 0,02% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma \text{нагр}}$ фидера. Суммарные активные потери ТП 55-10-16 равны $\Delta P_{\Sigma \text{нб}} = 0,12$ кВт. Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-16 равны $\Delta W_{\text{tex}} = 150,08$ кВт*ч.

4.1.9 Расчет подстанции 55-10-17

Таблица 4.32 – Расчет фидера 1 подстанции 55-10-17

№	Наим.	P _{уд} , кВт	N	P _{нагр} , кВт	Q _{нагр} , кВар	S _{нагр} , кВА	cos φ	sin φ	tg φ	I _{нагр} , А	R, Ом	X, Ом	ρ, кВт/м
1	Коттеджи	11,5	1	11,5	3,33	11,97	0,9 6	0,28	0,2 9	17,3	0,433	0,175	0,16
2	РТМ 50м	0,43	1	2,15	1,03	2,38	0,9	0,43	0,4 8	3,45	-	-	-
3	Склад 300кв	0,43	2	25,8	12,38	28,62	0,9	0,43	0,4 8	41,35	-	-	-
4	Столярка 80 кв	0,075	1	6	2,88	6,65	0,9	0,43	0,4 8	9,62	-	-	-
5	Кошара 500кв	0,075	1	37,5	18	41,6	0,9	0,43	0,4 8	60,1 1	-	-	-

Таблица 4.33 – Параметры линий для фидера 1 подстанции 55-10-05

№	Марка	l, км	R _{уд} Ом/км	X _{уд} Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	A-35	0,522	0,83	0,336	0,433	0,175

Наибольшие потери активной мощности равны $\Delta P_{H6} = 7,53$ кВт, что составляет 9,08% от суммарной активной нагрузки $P_{\Sigma, \text{нагр}}$ фидера. Суммарные активные потери ТП 55-10-17 равны $\Delta P_{\Sigma, H6} = 7,53$ кВт. Суммарные технические потери электроэнергии ТП 55-10-17 равны $\Delta W_{\text{tex}} = 9226,65$ кВт*ч.

Суммарные технические потери электроэнергии в сети 0,4 кВ будут равны $\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4} = 77510,64$ кВт*ч.

Технические потери электроэнергии $\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4}$ относительно всего отпуска в сеть W_{Σ} с учетом технических потерь электроэнергии $\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 10}$ в сети 10кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4 \%} = \frac{\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4}}{W_{\Sigma, \text{ост}}} * 100\% \quad (4.11)$$

где $W_{\Sigma, \text{ост}}$ – отпуск электроэнергии в сеть с учетом технических потерь, кВт*ч.

Отпуск электроэнергии в сеть с учетом технических потерь определим по формуле:

$$W_{\Sigma, \text{ост}} = W_{\Sigma} - \Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 10} \quad (4.12)$$

Тогда $W_{\Sigma, \text{ост}}$ будет равен:

$$W_{\Sigma, \text{ост}} = 1170521 - 86654,09 = 1083866,91 \text{ кВт*ч.}$$

Технические потери электроэнергии $\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4}$ относительно всего отпуска в сеть W_{Σ} с учетом технических потерь электроэнергии $\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 10}$ в сети 10кВ определим по формуле (4.11)

$$\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4 \%} = \frac{77510,64}{1083866,91} * 100\% = 7,15\%.$$

Технические потери электроэнергии в сети 0,4 кВ равны $\Delta W_{\Sigma, \text{тех}, 0,4 \%} = 7,15\%$.

4.2 Расчет технических потерь электроэнергии в сети 10кВ

Для расчета технических потерь электроэнергии воспользуемся методом средних нагрузок. Данный метод более широко распространен для расчета переменных потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях напряжением 110 кВ и ниже.

4.2.1 Расчет технических потерь электроэнергии в 2017 году

Технические потери электроэнергии будем находить отдельными участками, которые приведены на рисунке 4.1. Покажем пример расчета для 1 участка, остальные занесем в таблицу 4.34.

1 участок:

Технические потери электроэнергии за рассматриваемый период времени Т находят по формуле:

$$\Delta W_{\text{тех}} = \Delta P_{\text{cp}} * T_{\text{год}} * k_{\phi} \quad (4.13)$$

где ΔP_{cp} – потери активной мощности при средних нагрузках, кВт;

$T_{\text{год}}$ – время эксплуатации ВЛ, принимаем $T_{\text{год}} = 8760$ ч;

k_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки.

В условиях эксплуатации средняя активная P_{cp} нагрузка находится на основании измерения активного W_a электропотребления и мощности загрузки фидера по формулам:

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_a}{T_{\text{год}}} \quad (4.14)$$

где W_a – годовой отпуск электроэнергии в сеть за 2017 год (таблица 3.1), кВт*ч.

$$P_{\text{cp}} = \frac{1170521}{8760} = 133,62 \text{ кВт.}$$

Определим среднюю реактивную нагрузку Q_{cp} по формуле:

$$Q_{\text{cp}} = P_{\text{cp}} * \operatorname{tg} \varphi \quad (4.15)$$

$$Q_{\text{cp}} = 133,62 * 0,8 = 106,9 \text{ кВар.}$$

Найдем средние потери активной мощности ΔP_{cp} :

$$\Delta P_{cp} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U^2} * R_{y1} \quad (4.16)$$

где U – напряжение в сети, кВ;

$R_{y1} = 0,0437$ Ом – суммарное активное сопротивление линии на 1 участке.

$$\Delta P_{cp} = \frac{133,62^2 + 106,9^2}{10^2} * 0,0437 = 12,8 \text{ Вт.}$$

Коэффициент формы графика k_ϕ , связывающийся с продолжительностью использования наибольшей нагрузки, выбирается в пределах 1,05-1,15; принимаем $k_\phi = 1.1$. [2]

Найдем технические потери электроэнергии ΔW_{tex} по формуле (4.13)

$$\Delta W_{tex} = \frac{12,8 * 8760 * 1,1}{1000} = 123,3 \text{ кВт*ч.}$$

Остальные расчеты занесем в таблицу 4.34.

Таблица 4.34 – Технические потери электроэнергии в сети 10 кВ

№ участка	P _{cp} , кВт	Q _{cp} , кВар	ΔP _{cp} , Вт	ΔW _{tex} , кВт*ч	R, Ом
1	133,62	106,9	12,8	123,3	0,0437
2	133,62	106,9	2,42	23,36	0,008
3	133,62	106,9	24,11	232,33	0,08
4	133,62	106,9	66,99	645,75	0,23
5	133,62	106,9	333,37	3212,36	1,14
6	133,62	106,9	49,87	480,51	0,17
7	133,62	106,9	506,72	4882,78	2,73
8	133,62	106,9	8,99	86,68	0,031
9	133,62	106,9	23,61	227,53	0,081
10	133,62	106,9	92,01	886,65	0,31
11	133,62	106,9	42,72	411,72	0,14
12	133,62	106,9	3236,24	31184,44	11,05
13	133,62	106,9	307,38	2961,94	1,05
14	133,62	106,9	293,85	2831,5	1
15	133,62	106,9	10,97	105,72	0,04
16	133,62	106,9	53,22	512,85	0,18

Продолжение Таблицы 4.34 – Технические потери электроэнергии в сети 10 кВ

№ участка	P _{cp} , кВт	Q _{cp} , кВар	ΔP _{cp} , Вт	ΔW _{tex} , кВт*ч	R, Ом
17	133,62	106,9	59,97	577,56	0,2
18	133,62	106,9	49,29	474,93	0,17
19	133,62	106,9	61,84	595,91	0,21
20	133,62	106,9	53,97	520,07	0,18
21	133,62	106,9	114,69	1105,15	0,39
22	133,62	106,9	699,01	6735,65	2,39
23	133,62	106,9	2190,35	21106,25	7,48
24	133,62	106,9	41,14	396,45	0,14
25	133,62	106,9	164,12	1581,49	0,56
26	133,62	106,9	493,05	4705,07	1,68

Суммарные технические потери электроэнергии в сети 10 кВ будут равны $\Delta W_{\Sigma \text{tex} 10} = 86654,09$ кВт*ч.

Суммарные технические потери электроэнергии $\Delta W_{\Sigma \text{tex}}$ на фидере будут равны:

$$\Delta W_{\Sigma \text{tex}} = \Delta W_{\Sigma \text{tex} 10} + \Delta W_{\Sigma \text{tex} 0,4} \quad (4.17)$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{tex}} = 86654,09 + 77510,64 = 164164,73 \text{ кВт*ч.}$$

Технические потери электроэнергии относительно всего отпуска в сеть W_{Σ} составят:

$$\Delta W_{\text{tex}\%} = \frac{\Delta W_{\Sigma \text{tex}}}{W_{\Sigma}} * 100\% \quad (4.18)$$

где W_{Σ} – весь отпуск в сеть электроэнергии за 2017 год, (таблица 3.1), кВт*ч.

$$\Delta W_{\text{tex}\%} = \frac{164164,73}{1170521} * 100\% = 14,02 \%$$

Тогда коммерческие потери электроэнергии $\Delta W_{\text{ком}}$ в 2017 году будут равны:

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\Sigma} - \Delta W_{\text{tex}} \quad (4.19)$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в 2017 году, (таблица 3.1), кВт*ч.

$$\Delta W_{\text{ком}} = 323853 - 164164,73 = 159688,27 \text{ кВт*ч.}$$

Коммерческие потери электроэнергии относительно всего отпуска в сеть W_{Σ} составят:

$$\Delta W_{\text{ком}\%} = \frac{\Delta W_{\Sigma_{\text{ком}}}}{W_{\Sigma}} * 100\% \quad (4.20)$$

$$\Delta W_{\text{ком}\%} = \frac{159688,27}{1170521} * 100\% = 13,64\%.$$

4.2.2 Расчет технических потерь электроэнергии в 2018 году

Расчет производится также как в (п. 4.2.1), тогда:

$$\Delta W_{\Sigma_{\text{тех}}} = 166473,98 \text{ кВт*ч.}$$

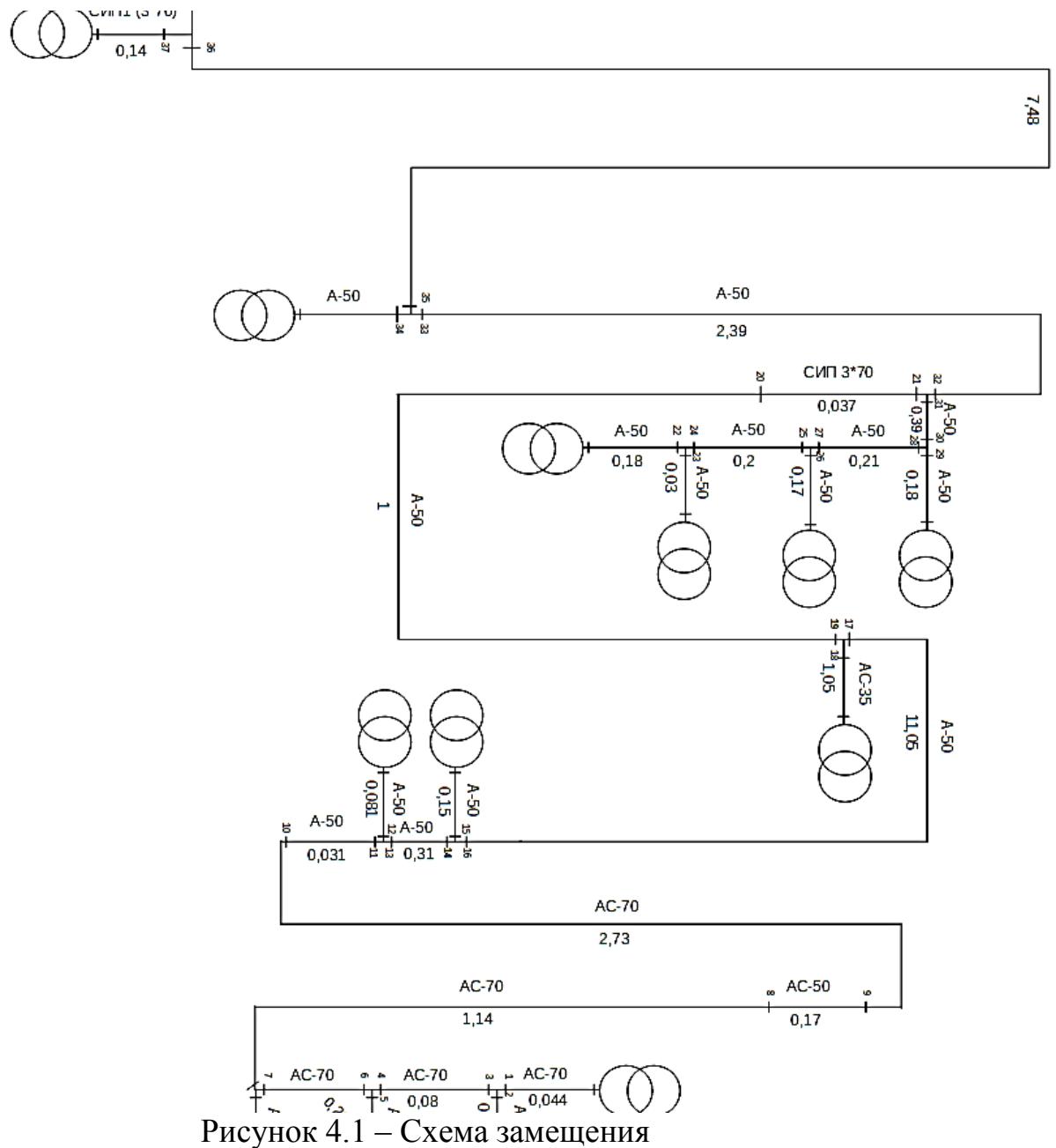
$$\Delta W_{\text{тех}\%} = \frac{166473,98}{1186037} * 100\% = 14,04 \text{ \%}.$$

$$\Delta W_{\text{ком}} = \Delta W_{\Sigma} - \Delta W_{\text{тех}} = 416253 - 166473,98 = 249779,02 \text{ кВт*ч.}$$

$$\Delta W_{\text{ком}\%} = \frac{249779,02}{1186037} * 100\% = 21,06 \text{ \%}.$$

4.3 Расчет активных, реактивных и полных потерь мощности в сети 10 кВ

Составим схему замещения фидера 55-10 ПС 35/10 «Черное озеро»



$$\Delta P_{tp} = \frac{P_{nagr}^2 + Q_{nagr}^2}{U^2 * 1000} * R + \Delta P_{xx} \quad (4.21)$$

где P_{nagr} – активная мощность фидера, кВт;
 Q_{nagr} – реактивная мощность фидера, кВар;
 U – напряжение в сети, кВ;
 R – активное сопротивление трансформатора, Ом;
 ΔP_{xx} – активные потери холостого хода трансформатора, кВт.

$$\Delta P_{tp} = \frac{232,5^2 + 74,66^2}{10^2 * 1000} * 6,4 + 1,05 = 4,87 \text{ кВт.}$$

Реактивные потери в трансформаторе рассчитываются по формуле:

$$\Delta Q_{tp} = \frac{P_{nagr}^2 + Q_{nagr}^2}{U^2 * 1000} * X + \Delta Q_{xx} \quad (4.22)$$

где P_{nagr} – активная мощность фидера, кВт;
 Q_{nagr} – реактивная мощность фидера, кВар;
 U – напряжение в сети, кВ;
 X – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;
 ΔQ_{xx} – реактивные потери холостого хода трансформатора, кВар.

$$\Delta Q_{tp} = \frac{232,5^2 + 74,66^2}{10^2 * 1000} * 17,2 + 6,2 = 16,46 \text{ кВар}$$

Тогда полные потери в трансформаторе будут равны:

$$\Delta S_{tp} = \sqrt{\Delta P_{tp}^2 + \Delta Q_{tp}^2} \quad (4.23)$$

$$\Delta S_{tp} = \sqrt{4,87^2 + 16,46^2} = 17,16 \text{ кВА.}$$

Найдем суммарную активную $P_{\Sigma nagr}$ нагрузку по фидеру, с учетом активных ΔP_{tp} потерь в трансформаторе и активных потерь по фидеру в сети 0,4 кВ.

$$P_{\Sigma nagr} = P_{nagr} + \Delta P_{tp} + \Delta P_{0,4}; \quad (4.24)$$

где P_{nagr} – активная мощность по фидеру, кВт;
 $\Delta P_{0,4}$ – активные потери по фидеру в сети 0,4 кВ (пункт 4.1), кВт.
 $P_{\Sigma nagr} = 232,5 + 4,87 + 9,8 = 247,17 \text{ кВт.}$

Найдем суммарную реактивную нагрузку $Q_{\Sigma\text{нагр}}$ по фидеру, с учетом реактивных $\Delta Q_{\text{тр}}$ потерь в трансформаторе:

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} = Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_{\text{тр}}; \quad (4.25)$$

где $Q_{\text{нагр}}$ – реактивная мощность по фидеру, кВар.

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} = 74,66 + 16,46 = 91,12 \text{ кВар.}$$

Определим активные $\Delta P_{\text{лэп}}$, реактивные $\Delta Q_{\text{лэп}}$, полные $\Delta S_{\text{лэп}}$ потери в ЛЭП:

$$\Delta P_{\text{лэп}} = \frac{P_{\Sigma\text{нагр}}^2 + Q_{\Sigma\text{нагр}}^2}{U^2 * 1000} * R; \quad (4.26)$$

$$\Delta Q_{\text{лэп}} = \frac{P_{\Sigma\text{нагр}}^2 + Q_{\Sigma\text{нагр}}^2}{U^2 * 1000} * X; \quad (4.27)$$

$$\Delta S_{\text{лэп}} = \sqrt{\Delta P_{\text{лэп}}^2 + \Delta Q_{\text{лэп}}^2}. \quad (4.28)$$

Воспользуемся формулами (4.5) и (4.6), найдем активное R и реактивное X сопротивления линии, тогда

$$\Delta P_{\text{лэп}} = \frac{247,17^2 + 91,12^2}{10^2 * 1000} * 0,0437 = 0,03 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{лэп}} = \frac{247,17^2 + 91,12^2}{10^2 * 1000} * 0,026 = 0,018 \text{ кВар.}$$

$$\Delta S_{\text{лэп}} = \sqrt{\Delta P_{\text{лэп}}^2 + \Delta Q_{\text{лэп}}^2} = \sqrt{0,031^2 + 0,019^2} = 0,035 \text{ кВА}$$

Найдем суммарную полную мощность S_{Σ} участка 1 по формуле:

$$S_{\Sigma} = S_{\text{нагр}} + \Delta S_{\text{лэп}} + \Delta S_{\text{тр}}; \quad (4.29)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – полная мощность по фидеру, кВА.

$$S_{\Sigma} = 252,34 + 0,035 + 17,16 = 269,54 \text{ кВА.}$$

Определим активные потери $\Delta P_{\text{лэп} \%}$ относительно суммарных активных нагрузок $P_{\Sigma\text{нагр}}$ по фидеру, в %.

$$\Delta P_{\text{лэп} \%} = \frac{\Delta P_{\text{лэп}}}{P_{\Sigma\text{нагр}}} * 100\% = \frac{0,031}{251,9} * 100\% = 0,012 \text{ \%}.$$

Определим реактивные потери $\Delta Q_{\text{лэп} \%}$ относительно суммарных реактивных $Q_{\Sigma\text{нагр}}$ нагрузок по фидеру, в %.

$$\Delta Q_{\text{лэп} \%} = \frac{\Delta Q_{\text{лэп}}}{Q_{\Sigma\text{нагр}}} * 100\% = \frac{0,019}{91,12} * 100\% = 0,02 \text{ \%}.$$

Расчеты остальных участков занесем в таблицу 4.35

Таблица 4.35 – Расчет нагрузок и потерь мощностей в сети 10кВ

№ участка	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, кВар	$\Delta S_{\text{тр}}$, кВА	$P_{\Sigma \text{нагр}}$ кВт	$Q_{\text{нагр}}$ кВар	$\Delta P_{\text{лэп}}$ кВт	$\Delta Q_{\text{лэп}}$ кВар	$\Delta S_{\text{лэп}}$ кВА	S_{Σ} кВА	$\Delta P_{\text{лэп}}$ %	$\Delta Q_{\text{лэп}}$ %
1	4,67	16,46	17,16	247,17	91,12	0,03	0,018	0,035	269,54	0,012	0,02
2	0,82	4,46	4,63	51,1	23,56	0,00026	0,00016	0,0003	58,54	0,00051	0,00066
3	-	-	-	298,31	114,69	0,084	0,052	0,1	328,48	0,028	0,045
4	4,41	20,25	20,72	307,49	106,47	0,24	0,14	0,28	339,84	0,076	0,14
5	-	-	-	238,18	70,04	-	-	-	271,76	-	-
6	-	-	-	606,12	221,36	-	-	-	668,32	-	-
7	-	-	-	844,31	291,4	-	-	-	940,08	-	-
8	-	-	-	844,31	291,4	9,08	5,43	10,58	950,66	1,07	1,86
9	-	-	-	853,39	296,82	1,39	0,82	1,61	952,28	0,16	0,27
10	-	-	-	854,78	297,6	22,41	13,39	26,11	978,38	2,62	4,5
11				877,19	311,04	0,27	0,15	0,3	978,68	0,03	0,05
12	1,12	5,27	5,38	78,65	26	0,0055	0,003	0,0063	82,07	0,007	0,012
13	-	-	-	956,11	337,2	-	-	-	1060,76	-	-
14	-	-	-	956,11	337,2	3,23	1,79	3,69	1064,45	0,34	0,53
15	4,18	9,06	9,97	116,35	39,06	0,022	0,012	0,025	119,85	0,019	0,031
16	-	-	-	1075,72	378,05	-	-	-	1184,31	-	-
17	-	-	-	1075,72	378,05	143,69	76,86	162,95	1347,26	13,36	20,33
18	-	-	-	23,27	7,81	0,006	0,003	0,007	23,98	0,027	0,038
19	-	-	-	1242,68	462,73	-	-	-	1534,2	-	-
20	-	-	-	1242,68	462,73	17,64	9,79	20,18	1554,37	1,42	2,11
21	-	-	-	1260,33	472,52	0,68	0,11	0,69	1555,06	0,054	0,022
22	2,43	8,37	8,71	134,56	45,24	0,037	0,02	0,042	144,02	0,027	0,045

Продолжение таблицы 4.35 – Расчет нагрузок и потерь мощностей в сети 10кВ

№ участка	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, кВар	$\Delta S_{\text{тр}}$, кВА	$P_{\text{нагр}}$ кВт	$Q_{\text{нагр}}$ кВар	$\Delta P_{\text{лэп}}$ кВт	$\Delta Q_{\text{лэп}}$ кВар	$\Delta S_{\text{лэп}}$ кВА	S_{Σ} кВА	$\Delta P_{\text{лэп}}$ %	$\Delta Q_{\text{лэп}}$ %
-----------	------------------------------	-------------------------------	------------------------------	-----------------------	------------------------	-----------------------------	------------------------------	-----------------------------	------------------	---------------------------	---------------------------

23	7,14	15,68	17,23	195,57	69,81	0,013	0,007	0,015	201,92	0,007	0,01
24	-	-	-	330,19	115,07	-	-	-	345,95	-	-
25	-	-	-	330,19	115,07	0,25	0,14	0,29	346,23	0,076	0,12
26	1,43	6	6,17	91,91	43,63	0,017	0,01	0,02	100,15	0,019	0,022
27	-	-	-	422,36	158,85	-	-	-	446,38	-	-
28	-	-	-	422,36	158,85	0,43	0,24	0,49	446,87	0,1	0,15
29	1,17	5,39	5,51	74,29	36,06	0,012	0,007	0,014	85,28	0,016	0,021
30	-	-	-	497,1	190,16	-	-	-	532,16	-	-
31	-	-	-	497,1	190,16	1,11	0,61	1,23	533,43	0,22	0,33
32	-	-	-	1757,43	662,67	-	-	-	2088,49	-	-
33	-	-	-	1757,43	662,67	84,21	46,72	96,3	2184,78	4,8	7,05
34	-	-	-	156,46	55,84	-	-	-	161,54	-	-
35	-	-	-	1913,89	718,52	-	-	-	2346,32	-	-
36	-	-	-	1913,89	718,52	312,62	173,41	357,49	2703,82	16,33	24,14
37	-	-	-	23,27	7,81	0,0008	0,0005	0,001	23,97	0,004	0,006
38	-	-	-	23,27	7,81	0,003	0,0013	0,0036	23,97	0,014	0,016
39	-	-	-	2273,05	907,55	-	-	-	2751,76	-	-
40	-	-	-	2273,05	907,55	100,87	55,95	115,35	2867,11	4,44	6,16
41	-	-	-	2373,92	963,5	-	-	-	2867,11	-	-

Таблица 4.36 – Параметры линий в сети 10 кВ

№ участка	Марка	l , км	$R_{\text{уд}}$ Ом/км	$X_{\text{уд}}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	AC-70	0,095	0,46	0,275	0,044	0,026
2	AC-70	0,018	0,46	0,275	0,008	0,005
3	AC-70	0,179	0,46	0,275	0,08	0,05
4	AC-50	0,352	0,65	0,382	0,23	0,13
5	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 4.36 – Параметры линий в сети 10 кВ

№ участка	Марка	l , км	$R_{уд}$ Ом/км	$X_{уд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
6	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-
8	AC-70	2,475	0,46	0,275	1,14	0,68
9	AC-50	0,262	0,65	0,382	0,17	0,1
10	AC-70	5,946	0,46	0,275	2,73	1,63
11	A-50	0,048	0,64	0,355	0,031	0,017
12	A-50	0,126	0,64	0,355	0,081	0,044
13	-	-	-	-	-	-
14	A-50	0,491	0,64	0,355	0,31	0,17
15	A-50	0,228	0,64	0,355	0,15	0,081
16	-	-	-	-	-	-
17	A-50	17,269	0,64	0,355	11,05	5,91
18	AC-35	1,235	0,85	0,403	1,05	0,5
19	-	-	-	-	-	-
20	A-50	1,568	0,64	0,355	1	0,56
21	СИП 3*70	0,076	0,493	0,0774	0,037	0,006
22	A-50	0,284	0,64	0,355	0,18	0,1
23	A-50	0,048	0,64	0,355	0,03	0,02
24	-	-	-	-	-	-
25	A-50	0,32	0,64	0,355	0,2	0,11
26	A-50	0,263	0,64	0,355	0,17	0,09
27	-	-	-	-	-	-
28	A-50	0,33	0,64	0,355	0,21	0,12
29	A-50	0,288	0,64	0,355	0,18	0,1
30	-	-	-	-	-	-
31	A-50	0,612	0,64	0,355	0,39	0,22
32	-	-	-	-	-	-
33	A-50	3,73	0,64	0,355	2,39	1,32
34	-	-	-	-	-	-
35	-	-	-	-	-	-
36	A-50	11,688	0,64	0,355	7,48	4,15
37	СИП3(1*70)	0,285	0,493	0,0774	0,14	0,083
38	A-35	0,59	0,95	0,366	0,56	0,21
39	-	-	-	-	-	-
40	A-50	2,631	0,64	0,355	1,68	0,93
41	-	-	-	-	-	-

Определим отклонение суммарных потерь активной мощности $\Delta P_{\Sigma \text{лэп}} \%$ в ВЛ относительно отпущененной активной мощности в сеть $P_{\Sigma \text{нагр}}$ по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп} \%} = \frac{\Delta P_{\Sigma \text{лэп}}}{P_{\Sigma \text{нагр}}} * 100\% \quad (4.30)$$

где $P_{\Sigma \text{нагр}}$ – отпущенная в сеть активная мощность;

$\Delta P_{\Sigma \text{лэп}}$ – суммарные активные потери в ЛЭП.

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп} \%} = \frac{698,36}{2373,92} * 100\% = 29,42 \%$$

Определим отклонение суммарных потерь реактивной мощности $\Delta Q_{\Sigma \text{лэп} \%}$ в ВЛ относительно отпущенной реактивной мощности в сеть $Q_{\Sigma \text{нагр}}$ по формуле:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп} \%} = \frac{\Delta Q_{\Sigma \text{лэп}}}{Q_{\Sigma \text{нагр}}} * 100\% \quad (4.31)$$

где $Q_{\Sigma \text{нагр}}$ – отпущенная в сеть реактивная мощность;

$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп}}$ – суммарные реактивные потери в ВЛ.

Тогда отклонение суммарных потерь активных $\Delta P_{\Sigma \text{лэп} \%}$ и реактивных $\Delta Q_{\Sigma \text{лэп} \%}$ мощностей в ВЛ, будет равно:

$$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп} \%} = \frac{385,67}{963,5} * 100\% = 40,03 \%$$

5 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии по фидеру Ф55-10 ПС35/10 кВ «Черное озеро»

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии могут быть разделены на 4 группы, имеющие различные механизмы формирования эффекта:

- мероприятия по совершенствованию управления режимами электрических сетей;
- мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей;
- мероприятия по реконструкции электрических сетей;
- мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии.

1) К мероприятиям по совершенствованию управления режимами электрических сетей относятся:

- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение электроэнергии при минимальных потерях;
- осуществление регулирования напряжения в центрах питания радиальных сетей 6-110 кВ, обеспечивающего минимальные потери электроэнергии при допустимых отклонениях напряжения у потребителей электроэнергии;
- размыкание линий 6-35 кВ с двухсторонним питанием в точках, обеспечивающих электроснабжение потребителей при минимальных суммарных потерях электроэнергии в сетях 6-35 кВ и выше;
- отключение в режимах малых нагрузок одного из трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ.

2) К мероприятиям по автоматизации управления режимами электрических сетей относятся:

- установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах с РПН;

- установка и ввод в работу автоматических регуляторов источников реактивной мощности;
 - установка и ввод в работу средств телеизмерений.
- 3) К мероприятиям по реконструкции электрических сетей относятся:
- разукрупнение подстанций, ввод дополнительных ВЛ и трансформаторов для разгрузки перегруженных участков сетей, перемещение трансформаторов с одних подстанций на другие с целью нормализации их загрузки, ввод дополнительных коммутационных аппаратов и т.п.;
 - ввод технических средств регулирования напряжения (трансформаторов с продольно-поперечным регулированием, вольтодобавочных трансформаторов, трансформаторов с РПН и т.д.).
- 4) К мероприятиям по совершенствованию учета электроэнергии относятся:
- обеспечение работы измерительных трансформаторов и электросчетчиков в допустимых условиях (отсутствие недогрузки первичных цепей ТТ, перегрузки вторичных цепей ТТ и ТН, обеспечение требуемых температурных условий, устранение вибраций оснований счетчиков и т.д.);
 - замена измерительных трансформаторов на трансформаторы с улучшенными характеристиками и с номинальными параметрами, соответствующими фактическим нагрузкам;
 - замена существующих приборов учета на приборы с улучшенными характеристиками;
 - установка приборов технического учета электроэнергии на радиальных линиях, отходящих от подстанций (головной учет);
 - периодические проверки условий работы электросчетчиков расчетного учета у потребителей и выявление хищений электроэнергии.

5.1 Замена проводов А-35, А-50 и СИП 3*70 на провод АС-120

Произведем замену проводов ВЛ А-35, А-50 и СИП 3*70 на провод АС-120.

Выбор сечений проводов производился на основании механической прочности и потерь напряжения.

Общая длина ВЛ выполненная проводом А-35 $l_{\text{А-35}} = 0,59 \text{ км}$.

Общая длина ВЛ выполненная проводом А-50 $l_{\text{А-50}} = 39,924 \text{ км}$.

Общая длина ВЛ выполненная проводом СИП 3*70 $l_{\text{СИП 3*70}} = 0,361 \text{ км}$.

Параметры провода АС-120 приведем ниже в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры провода АС-120

Мрака провода	Масса 1 км провода, км	Наружный диаметр провода, мм	Длительно допустимая сила тока нагрузки, А		Руд, Ом/км	Худ, Ом/км
			Вне помещений	Внутри помещений		
АС-120	492	15,2	380	305	0,249	0,414

Преобразуем схему замещения из пункта 4.3, с учетом замены проводов.

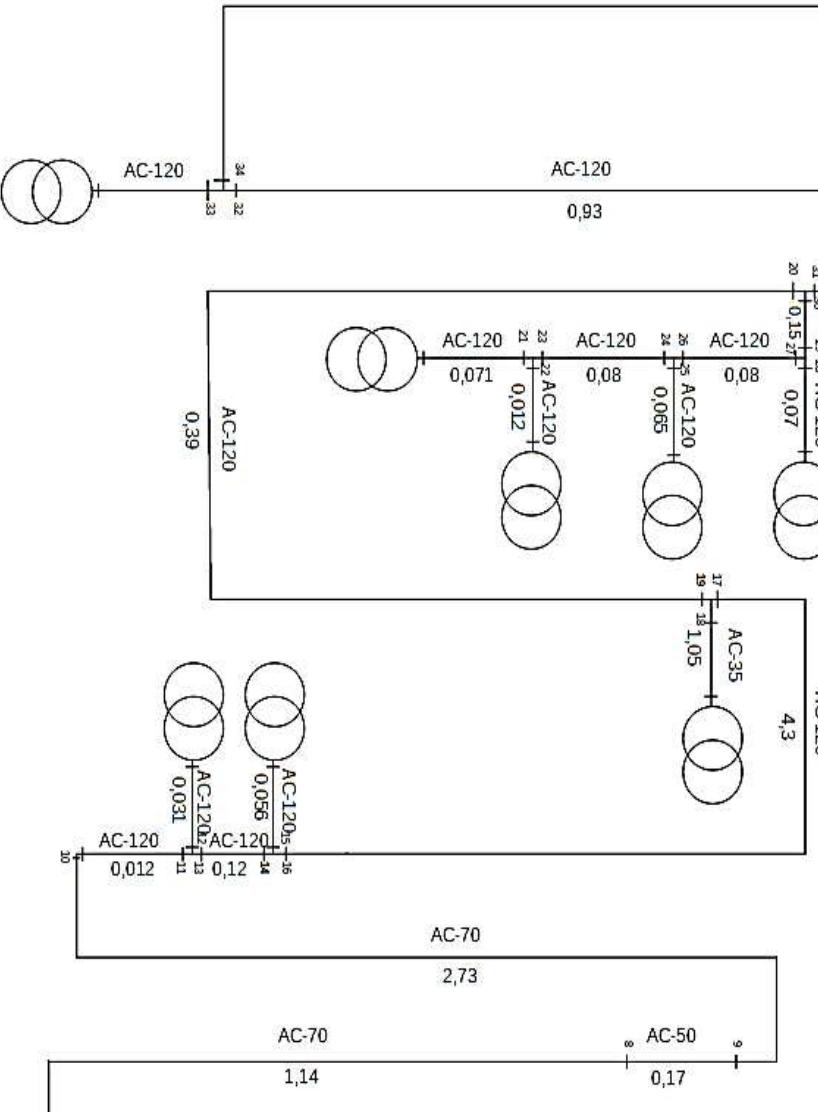


Рисунок 5.1 – Схема замещения с учетом замены проводов

Вычисления будут проходить аналогично расчету в пункте 4.3.

Составим таблицу 5.2, куда занесем результаты наших вычислений.

С 1 по 10 участки провода оставляем прежними, поэтому значения не изменяются.

Таблица 5.2 – Расчет нагрузок и потерь мощностей в сети 10кВ

№ участка	$\Delta P_{\text{тр}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{тр}}$, кВар	$\Delta S_{\text{тр}}$, кВА	$P_{\Sigma \text{нагр}}$ кВт	$Q_{\text{нагр}}$ кВар	$\Delta P_{\text{лэп}}$ кВт	$\Delta Q_{\text{лэп}}$ кВар	$\Delta S_{\text{лэп}}$ кВА	S_{Σ} кВА	$\Delta P_{\text{лэп}}$ %	$\Delta Q_{\text{лэп}}$ %
1	4,67	16,46	17,16	247,17	91,12	0,03	0,018	0,035	269,54	0,012	0,02
2	0,82	4,46	4,63	51,1	23,56	0,00026	0,00016	0,0003	58,54	0,00051	0,00066

3	-	-	-	298,31	114,69	0,084	0,052	0,1	328,48	0,028	0,045
4	4,41	20,25	20,72	307,49	106,47	0,24	0,14	0,28	339,84	0,076	0,14
5	-	-	-	238,18	70,04	-	-	-	271,76	-	-
6	-	-	-	606,12	221,36	-	-	-	668,32	-	-
7	-	-	-	844,31	291,4	-	-	-	940,08	-	-
8	-	-	-	844,31	291,4	9,08	5,43	10,58	950,66	1,07	1,86
9	-	-	-	853,39	296,82	1,39	0,82	1,61	952,28	0,16	0,27
10	-	-	-	854,78	297,6	22,41	13,39	26,11	978,38	2,62	4,5
11				877,19	311,04	0,1	0,17	0,2	978,6	0,12	0,055
12	1,12	5,27	5,38	78,65	26	0,0021	0,006	0,0042	82,07	0,0027	0,014
13	-	-	-	955,95	337,22	-	-	-	1060,66	-	-
14	-	-	-	955,95	337,22	1,26	2,09	2,44	1063,09	0,12	0,62
15	4,18	9,06	9,97	116,35	39,06	0,008	0,014	0,017	119,84	0,007	0,036
16	-	-	-	1073,56	378,4	-	-	-	1182,94	-	-
17	-	-	-	1073,56	378,4	55,71	89,33	105,28	1288,22	5,19	23,61
18	-	-	-	23,27	7,81	0,006	0,003	0,007	23,98	0,027	0,038
19	-	-	-	1152,56	475,52	-	-	-	1417,48	-	-
20	-	-	-	1152,56	475,52	6,36	10,09	11,93	1429,41	0,55	2,12
21	2,43	8,37	8,71	134,56	45,24	0,014	0,024	0,028	144,01	0,01	0,052

Продолжение таблицы 5.2 – Расчет нагрузок и потерь мощностей в сети 10кВ

№ участка	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta Q_{тр}$, кВар	$\Delta S_{тр}$, кВА	$P_{нагр}$ кВт	$Q_{нагр}$ кВар	$\Delta P_{лэп}$ кВт	$\Delta Q_{лэп}$ кВар	$\Delta S_{лэп}$ кВА	S_{Σ} кВА	$\Delta P_{лэп}$ %	$\Delta Q_{лэп}$ %
22	7,14	15,68	17,23	195,57	69,81	0,0051	0,008	0,01	201,91	0,0026	0,012
23	-	-	-	330,16	115,08	-	-	-	345,93	-	-
24	-	-	-	330,16	115,08	0,097	0,16	0,19	346,12	0,029	0,14
25	1,43	6	6,17	91,91	43,63	0,007	0,011	0,013	100,14	0,0073	0,026
26	-	-	-	422,17	158,89	-	-	-	446,26	-	-

27	-	-	-	422,17	158,89	0,17	0,28	0,32	446,58	0,039	0,17
28	1,17	5,39	5,51	74,29	36,06	0,005	0,008	0,009	85,28	0,006	0,025
29	-	-	-	496,6	190,22	-	-	-	531,87	-	-
30	-	-	-	496,6	190,22	0,43	0,72	0,84	532,7	0,09	0,38
31	-	-	-	1655,56	675,84	-	-	-	1974,04	-	-
32	-	-	-	1655,56	675,84	29,7	49,38	57,62	2031,66	1,79	7,31
33	-	-	-	156,46	55,84	-	-	-	161,54	-	-
34	-	-	-	1812,02	731,68	-	-	-	2193,19	-	-
35	-	-	-	1812,02	731,68	111,14	184,78	215,63	2408,82	6,13	25,25
36	-	-	-	23,27	7,81	0,0008	0,0005	0,001	23,97	0,004	0,006
37	-	-	-	23,27	7,81	0,003	0,0013	0,0036	23,97	0,014	0,016
38	-	-	-	1969,7	932,09	-	-	-	2456,76	-	-
39	-	-	-	1969,7	932,09	31,11	51,72	60,36	2517,12	1,58	5,55
40	-	-	-	2000,8	983,82	-	-	-	2517,12	-	-

Таблица 5.3 – Параметры линий для сети 10 кВ

№ участка	Марка	l , км	$R_{\text{вд}}$ Ом/км	$X_{\text{вд}}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
1	AC-70	0,095	0,46	0,275	0,044	0,026
2	AC-70	0,018	0,46	0,275	0,008	0,005
3	AC-70	0,179	0,46	0,275	0,08	0,05
4	AC-50	0,352	0,65	0,382	0,23	0,13
5	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 5.3 – Параметры линий для сети 10 кВ

№ участка	Марка	l , км	$R_{yд}$ Ом/км	$X_{yд}$ Ом/км	R , Ом	X , Ом
6	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-
8	AC-70	2,475	0,46	0,275	1,14	0,68
9	AC-50	0,262	0,65	0,382	0,17	0,1
10	AC-70	5,946	0,46	0,275	2,73	1,63
11	AC-120	0,048	0,249	0,414	0,012	0,019
12	AC-120	0,126	0,249	0,414	0,031	0,052
13	-	-	-	-	-	-
14	AC-120	0,491	0,249	0,414	0,12	0,20
15	AC-120	0,228	0,249	0,414	0,056	0,094
16	-	-	-	-	-	-
17	AC-120	17,269	0,249	0,414	4,3	6,89
18	AC-35	1,235	0,85	0,403	1,05	0,5
19	-	-	-	-	-	-
20	AC-120	1,644	0,249	0,414	0,39	0,65
21	AC-120	0,284	0,249	0,414	0,071	0,12
22	AC-120	0,048	0,249	0,414	0,012	0,019
23	-	-	-	-	-	-
24	AC-120	0,32	0,249	0,414	0,08	0,13
25	AC-120	0,263	0,249	0,414	0,065	0,11
26	-	-	-	-	-	-
27	AC-120	0,33	0,249	0,414	0,08	0,14
28	AC-120	0,288	0,249	0,414	0,07	0,12
29	-	-	-	-	-	-
30	AC-120	0,612	0,249	0,414	0,15	0,25
31	-	-	-	-	-	-
32	AC-120	3,73	0,249	0,414	0,93	1,54
33	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	-	-
35	AC-120	11,688	0,249	0,414	2,91	4,84
36	AC-120	0,285	0,249	0,414	0,071	0,12
37	AC-120	0,59	0,249	0,414	0,15	0,24
38	-	-	-	-	-	-
39	AC-120	2,631	0,249	0,414	0,65	1,09
40	-	-	-	-	-	-

Суммарные потери активной $\Delta P_{\Sigma \text{лэп}}$ и реактивной $\Delta Q_{\Sigma \text{лэп}}$ мощности до замены составляют:

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп до}} = 698,36 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп до}} = 385,67 \text{ кВар.}$$

После замены проводов суммарные потери активной $\Delta P_{\Sigma \text{лэп}}$ и реактивной $\Delta Q_{\Sigma \text{лэп}}$ мощности равны:

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп после}} = 269,36 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп после}} = 408,65 \text{ кВар.}$$

Посчитаем эффективность замены проводов:

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп \%}} = \frac{\Delta P_{\Sigma \text{лэп после}}}{\Delta P_{\Sigma \text{лэп до}}} * 100\% = \frac{269,36}{698,36} * 100\% = 38,57\%;$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{лэп \%}} = \frac{\Delta Q_{\Sigma \text{лэп после}}}{\Delta Q_{\Sigma \text{лэп до}}} * 100\% = \frac{408,65}{385,67} * 100\% = 105,96\%.$$

После замены проводов активные потери мощности в ЛЭП $\Delta P_{\Sigma \text{лэп}}$ снизились на 38,57%. Реактивные потери мощности в ЛЭП $\Delta Q_{\Sigma \text{лэп}}$ увеличились на 5,96%.

5.1.1 Расчет технических потерь после замены проводов по потерям 2017 года

Посчитаем технические потери электроэнергии с учетом замены проводов, расчет будет проходить аналогично расчету из пункта 4.2.1.

Результаты занесем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Технические потери электроэнергии в сети 10кВ

№ участка	P _{cp} , кВт	Q _{cp} , кВар	ΔP _{cp} , Вт	ΔW _{tex} , кВт*ч	R, Ом
1	133,62	106,9	12,79	123,3	0,0437
2	133,62	106,9	2,42	23,36	0,008
3	133,62	106,9	24,11	232,33	0,08
4	133,62	106,9	66,99	645,57	0,23
5	133,62	106,9	333,37	3212,36	1,14

Продолжение таблицы 5.4 – Технические потери электроэнергии в сети 10кВ

№ участка	P _{cp} , кВт	Q _{cp} , кВар	ΔP _{cp} , Вт	ΔW _{tex} , кВт*ч	R, Ом
6	133,62	106,9	49,87	480,51	0,17
7	133,62	106,9	506,72	4882,78	2,73
8	133,62	106,9	3,49	33,72	0,012
9	133,62	106,9	9,19	88,52	0,031
10	133,62	106,9	35,8	344,96	0,12
11	133,62	106,9	16,62	160,19	0,056
12	133,62	106,9	1259,1	12132,69	4,3
13	133,62	106,9	307,38	2961,94	1,05
14	133,62	106,9	119,86	1155,03	0,41
16	133,62	106,9	20,7	199,53	0,071
17	133,62	106,9	23,33	224,82	0,08
18	133,62	106,9	19,17	184,78	0,065
19	133,62	106,9	24,06	231,85	0,08
20	133,62	106,9	20,99	202,34	0,07
21	133,62	106,9	44,62	429,97	0,15
22	133,62	106,9	271,96	2620,59	0,93
23	133,62	106,9	852,18	8211,65	2,91
24	133,62	106,9	20,78	200,23	0,071
25	133,62	106,9	43,02	414,52	0,15
26	133,62	106,9	191,83	1848,46	0,65

Суммарные технические потери электроэнергии после замены проводов в сети 10 кВ будут равны $\Delta W_{\Sigma \text{tex 10 после}} = 41246,27$ кВт*ч.

Суммарные технические потери электроэнергии $\Delta W_{\Sigma \text{tex}}$ на фидере будут равны:

$$\Delta W_{\Sigma \text{tex после}} = 41246,27 + 77510,64 = 118756,91 \text{ кВт*ч.}$$

Технические потери электроэнергии $\Delta W_{\text{tex} \%}$ после замены проводов относительно всего отпуска в сеть W_{Σ} составят:

$$\Delta W_{\text{tex после} \%} = \frac{118756,91}{1170521} * 100\% = 10,14 \text{ \%}.$$

Коммерческие потери электроэнергии в 2017 году остаются прежними, тогда:

$$\Delta W_{\text{ком}} = 13,64\%.$$

Эффективность замены проводов будет равна:

$$\Delta W_{\sum \text{тех}} \% = \frac{\Delta W_{\sum \text{тех после}}}{\Delta W_{\sum \text{тех до}}} * 100\% = \frac{118756,7}{164164,73} * 100\% = 72,34\%$$

Технические потери электроэнергии $\Delta W_{\sum \text{тех}}$ после замены проводов уменьшились на 72,34%.

5.1.2 Расчет срока окупаемости провода по потерям 2017 года

Срок окупаемости $T_{\text{окуп}}$ находится по формуле:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{\Delta I_{\text{потерь}}} \quad (5.1)$$

где K – капиталовложение, руб;

$\Delta I_{\text{потерь}}$ – ежегодные эксплуатационные издержки потерь линий, руб/год.

Найдем капиталовложение K для провода АС-120.

$$K = l_{\Sigma} * C_0 \quad (5.2)$$

где l_{Σ} – суммарная длина линий, выполненная проводом АС-120, км;

C_0 – цена провода за километр, руб/км, [5].

$$C_{\text{AC-120}} = 74650 \text{ руб/км.}$$

$$l_{\Sigma \text{AC-120}} = l_{\text{A-35}} + l_{\text{A-50}} + l_{\text{СИП 3*70}} = 0,59 + 39,924 + 0,361 = 40,875 \text{ км.}$$

Тогда K будет равно:

$$K = 40,875 * 74650 = 3051318,75 \text{ рублей.}$$

Рассчитаем ежегодные эксплуатационные издержки потерь линий

$\Delta I_{\text{потерь}}$:

$$\Delta I_{\text{потерь}} = (\Delta W_{\sum \text{тех до}} - \Delta W_{\sum \text{тех после}}) * C_0 \quad (5.3)$$

где $C_0 = 1,34 \text{ руб/кВт*ч}$ – стоимость одноставочного тарифа в 2017 году для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и приравниваемых к ним, [4].

$$\Delta I_{\text{потерь}} = (164164,73 - 118756,7) * 1,34 = 60846,8 \text{ рублей.}$$

Тогда срок окупаемости будет равен:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{3051318,75}{60846,8} = 50,14 \approx 50 \text{ лет.}$$

Срок за который окупится замена проводов линий по потерям 2017 года равен 50 лет.

5.1.3 Расчет технических потерь после замены проводов по потерям 2018 года

Посчитаем технические потери электроэнергии с учетом замены проводов, расчет будет проходить аналогично расчету из пункта 4.2.1.

Результаты занесем в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Технические потери электроэнергии в сети 10кВ

№ участка	P _{cp} , кВт	Q _{cp} , кВар	ΔP _{cp} , Вт	ΔW _{tex} , кВт*ч	R, Ом
1	135,4	108,31	13,14	126,59	0,0437
2	135,4	108,31	2,49	23,99	0,008
3	135,4	108,31	24,75	238,53	0,08
4	135,4	108,31	68,78	662,8	0,23
5	135,4	108,31	342,27	3298,09	1,14
6	135,4	108,31	51,2	493,34	0,17
7	135,4	108,31	520,25	5013,09	2,73
8	135,4	108,31	3,59	34,62	0,012
9	135,4	108,31	9,43	90,89	0,031
10	135,4	108,31	36,75	354,17	0,12
11	135,4	108,31	17,07	164,46	0,056
12	135,4	108,31	1292,7	12456,48	4,3
13	135,4	108,31	315,59	3040,99	1,05
14	135,4	108,31	123,06	1185,85	0,41
16	135,4	108,31	21,26	204,85	0,071
17	135,4	108,31	23,95	230,82	0,08
18	135,4	108,31	19,69	189,71	0,065
19	135,4	108,31	24,7	238,04	0,08

Продолжение таблицы 5.5 – Технические потери электроэнергии в сети 10кВ

№ участка	P _{cp} , кВт	Q _{cp} , кВар	ΔP _{cp} , Вт	ΔW _{tex} , кВт*ч	R, Ом
20	135,4	108,31	21,56	207,74	0,07
21	135,4	108,31	45,81	441,45	0,15
22	135,4	108,31	279,22	2690,52	0,93
23	135,4	108,31	874,93	8430,79	2,91
24	135,4	108,31	21,33	205,58	0,071
25	135,4	108,31	44,16	425,58	0,15
26	135,4	108,31	196,95	1897,79	0,65

Суммарные технические потери электроэнергии после замены проводов в сети 10 кВ будут равны $ΔW_{Σtex\ после} = 42346,76$ кВт*ч.

Суммарные технические потери электроэнергии $ΔW_{Σtex}$ на фидере будут равны:

$$ΔW_{Σtex\ после} = 42346,76 + 77510,64 = 119857,49 \text{ кВт*ч.}$$

Технические потери электроэнергии после замены проводов относительно всего отпуска в сеть $W_{Σ}$ составят:

$$ΔW_{tex\ после\%} = \frac{119857,49}{1186037} * 100\% = 10,1\%.$$

Коммерческие потери электроэнергии в 2018 году остаются прежними, тогда:

$$ΔW_{ком\%} = 21,06\%.$$

Эффективность замены проводов будет равна:

$$ΔW_{Σtex\ \%} = \frac{ΔW_{Σtex\ после}}{ΔW_{Σtex\ до}} * 100\% = \frac{119857,49}{166473,98} * 100\% = 72\%.$$

Технические потери электроэнергии $ΔW_{Σtex}$ после замены проводов уменьшились на 72%.

5.1.4 Расчет срока окупаемости провода по потерям 2018 года

Срок окупаемости $T_{\text{окуп}}$ находим аналогично, как и в пункте 5.1.2.

Сумма капиталовложения остается прежней.

Рассчитаем ежегодные эксплуатационные издержки потерь линий

$\Delta I_{\text{потерь}}$:

$$\Delta I_{\text{потерь}} = (\Delta W_{\Sigma \text{тех до}} - \Delta W_{\Sigma \text{тех после}}) * C_0 \quad (5.4)$$

где $C_0 = 1,39$ руб/кВт*ч — стоимость одноставочного тарифа в 2018 году для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и приравниваемых к ним, [3].

$$\Delta I_{\text{потерь}} = (166473,98 - 119857,49) * 1,39 = 64797,05 \text{ рублей.}$$

Тогда срок окупаемости $T_{\text{окуп}}$ будет равен:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{3051318,75}{64797,05} = 47,09 \approx 47 \text{ лет.}$$

Срок за который окупится замена проводов линий по потерям 2018 года равен 47 лет.

5.2 Внедрение системы АСКУЭ

Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии — это технологическое решение, которое обеспечивает:

- дистанционный сбор данных с интеллектуальных приборов учёта;
- передачу полученной информации в личный кабинет оператора;
- обработку переданных данных с последующей выгрузкой в информационные системы — 1С, ГИС ЖКХ и другие.

Для установки выберем счетчики «Альфа AS300».

5.2.1 Расчет коммерческих потерь после установки счетчиков в 2017 году

Определим капиталовложение К для счетчиков «Альфа AS300»:

$$K = C_0 * N; \quad (5.5)$$

где $C_0 = 4800$ руб. — стоимость одного счетчика, [7];

N — количество устанавливаемых счетчиков.

Определим количество устанавливаемых счетчиков, где 1 счетчик приходится на 1 здание:

$$N = N_{\text{зданий}} * 1; \quad (5.6)$$

где $N_{\text{зданий}}$ – количество зданий, где будут устанавливаться счетчики, (см. п. 4.1.1–4.1.9).

$$N = 198 * 1 = 198 \text{ счетчиков.}$$

Тогда капиталовложение K будет равно:

$$K = 4800 * 198 = 950400 \text{ руб.}$$

Определим ежегодные коммерческие издержки потерь $\Delta I_{\text{потерь}}$ по потерям 2017 года по формуле:

$$\Delta I_{\text{потерь}} = \Delta W_{\Sigma \text{ком}} * C_0 \quad (5.7)$$

где $\Delta W_{\Sigma \text{ком}}$ – суммарные коммерческие потери электроэнергии в 2017 году, (см. п. 4.2.1), кВт*ч.

$C_0 = 1,34$ руб/кВт*ч - стоимость одноставочного тарифа в 2017 году для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и приравниваемых к ним, [4].

$$\Delta I_{\text{потерь}} = 159688,27 * 1,34 = 213982,28 \text{ руб.}$$

Экономия \mathcal{E} будет равна:

$$\mathcal{E} = \Delta I_{\text{потерь до}} - \Delta I_{\text{потерь после}}; \quad (5.8)$$

где $\Delta I_{\text{потерь до}}$ – ежегодные коммерческие издержки потерь до установки счетчиков, руб/год.

$$\mathcal{E} = 213982,28 - 166918,73 = 47063,55 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости $T_{\text{окуп}}$ будет равен:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{\mathcal{E}}; \quad (5.9)$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{950400}{47063,55} = 5 \text{ лет.}$$

Составим таблицу 5.6, где определим оптимальные затраты по счетчикам АСКУЭ в 2017 году.

Таблица 5.6 – Срок окупаемости счетчиков

$\Delta W_{\Sigma \text{ком}} \%$	$\Delta I_{\text{потерь руб.}}$	Кол-во счетчиков, шт.	K, руб.	Экономия, руб.	Срок окуп. лет.
13,64	213982,28	0	0	0	0
10,64	166918,73	49	235200	47063,55	5
7,64	119855,18	99	475200	94127,1	5,05
4,64	72791,63	148	710400	141190,65	5,03
1,64	25728,07	198	950400	188254,21	5,05

По таблице 5.6 построим график:

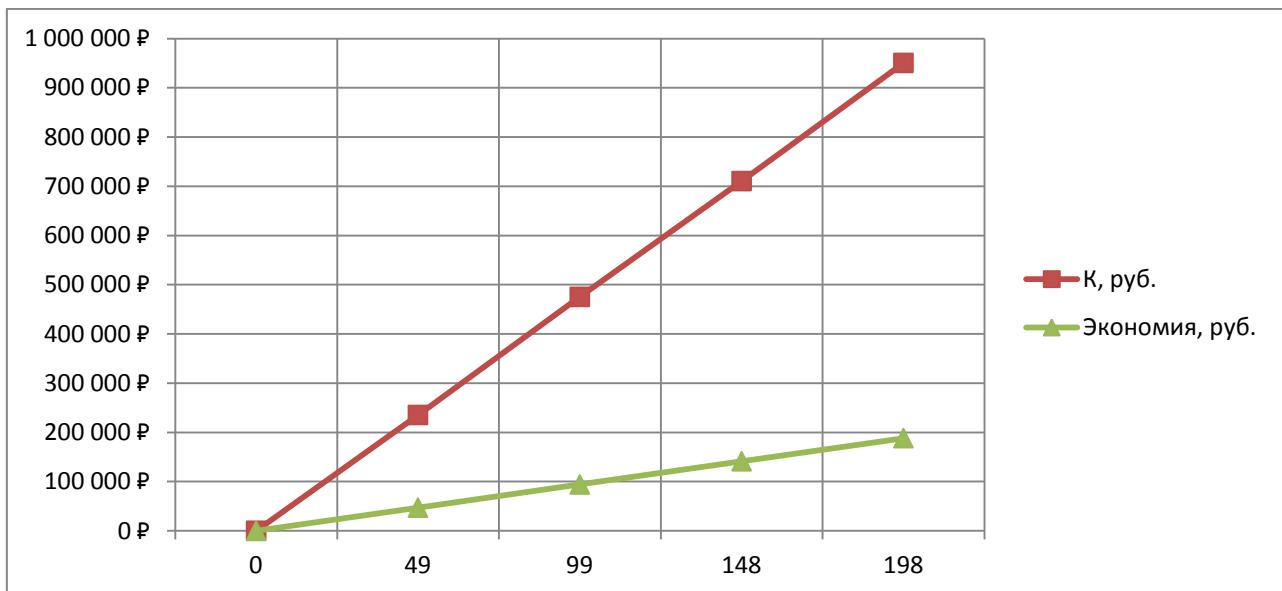


Рисунок 5.2 – Зависимость капиталовложения и экономии от количества установленных счетчиков

5.2.2 Расчет коммерческих потерь после установки счетчиков в 2018 году

Расчет будет проходить аналогично расчету, как в пункте 5.2.1.

Тогда срок окупаемости $T_{\text{окуп}}$ после установки всех счетчиков будет равен:

$$T_{\text{окуп}} = 2,88 \approx 3 \text{ года.}$$

Из-за ежегодного роста стоимости одноставочного тарифа для населения, проживающего в сельских населенных пунктах и приравниваемых к ним, уменьшается срок окупаемости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проанализировали показания потерь электроэнергии за период с 2017 по 2018 год. Было определено, что потери электроэнергия с каждым годом увеличивались. Это связано с ростом коммерческих потерь.

Были выбраны 2 мероприятия по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Первое мероприятие заключается в снижении технических потерь электроэнергии за счет замены старых проводов на провода большего сечения. Данное мероприятие оказалось не рациональным, т.к. срок окупаемости получился равным 47 лет.

Второе мероприятие заключается в снижении коммерческих потерь электроэнергии за счет установки системы АСКУЭ на потребителях всего фидера, этот метод оказался более действенным, т.к. при небольших денежных затратах на счетчики, мы получили небольшой срок окупаемости, который равен 3 года.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
2. Передача и распределение электрической энергии : учебное пособие / А. А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. – М. ; КНОРУС, 2012. – 648с. – (Для бакалавров).
3. Тарифы на электроэнергию в 2018 году для Республики Хакасия [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2018-elektro/12823.html>.
4. Тарифы на электроэнергию в 2017 году для Республики Хакасия [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2018-elektro/12823.html>.
5. Провод неизолированный АС [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.pulscen.ru/price/070413-provod-neizolirovannyj/f:62091_as.
6. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://studfiles.net/preview/5685876/>.
7. Стоимость счетчика «Альфа AS300» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.askue-spektr.ru/doc_base.php?group_id=schetchiki_elektroenergii&brand_id=schetchiki_alfa.
8. Потери электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.asutpp.ru/poteri-jelektrojenergii-v-jelektricheskikh-setyah.html>.
9. Что такое АСКУЭ: расшифровка, принцип работы, плюсы и минусы [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://uchet-jkh.ru/publikacii/askue-chto-eto-takoe.html>.
10. Расчет потерь электрической энергии в воздушной линии 10 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://elektro-rezhim.ru/raschet-poter-elektricheskoy-energii-v-vozdushnoy-linii-10-kv/>.

11. Назвать по каким критериям и как производится выбор сечений проводов и кабелей напряжением 6-10 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://studfiles.net/preview/6326903/page:5/>.
12. Потери электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://uchetelectro.ru/poteri>.
13. Потери электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.asutpp.ru/poteri-jelektrojenergii-v-jelektricheskikh-setjah.html>.
14. Провода АС - все марки с техническими характеристиками [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://linijaopory.ru/as-neizolirovannyj-stalealyuminievyyj-provod/>.
15. Инженер электрик. А 50 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ingener-electric.ru/cabel/sip/acm/a50.html>.
16. Инженер электрик. А 35 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ingener-electric.ru/cabel/sip/acm/a35.html>.
17. Провод СИП-3 1x70. Технические характеристики, цены и расшифровка [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://kabeltehsnab.ru/catalog/provod-sip/provod-sip-3/892_samonesushhij-izolirovannyj-provod-sip-3-1x70/.
18. Как передается электроэнергия потребителям по сети 0,4 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://electrik.info/main/school/893-kak-peredaetsya-elektroenergiya-potrebitelyam-po-seti-04-kv.html>.
19. Счетчики для системы АСКУЭ. Определение, назначение [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://pue8.ru/uchet-elektroenergii/410-schetchiki-dlya-sistemy-askue-opredelenie-naznachenie.html>.
20. Инженер электрик. А 16 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ingener-electric.ru/cabel/sip/acm/a16.html>.
21. Инженер электрик. А 25 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ingener-electric.ru/cabel/sip/acm/a25.html>.

22. Кабель АВВГ 4х16 мм² – 0.66/1кВ. Характеристики, вес, диаметр, ток [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-pvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/avvg/kabel-avvg-4h16/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/kabel-avvg-4h16/).

23. Кабель АВВГ 4х185 мм² – 0.66/1кВ. Характеристики, вес, диаметр, ток [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-pvx-izolyacziej-\(0,66;-1kv\)/avvg/kabel-avvg-4h185/](https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovyie/s-pvx-izolyacziej-(0,66;-1kv)/avvg/kabel-avvg-4h185/).

24. Масляный трансформатор ТМ-400/10/0,4 — ООО ПРП «ТрансЭнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.prpte.ru/product/tm400/>.

25. Масляный трансформатор ТМ-250/10/0,4 — ООО ПРП «ТрансЭнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.prpte.ru/product/tm250-06-04/>.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«_____» _____
(дата)

(подпись)

Андреев Д.С
(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«18. 06. 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Анализ потерь электроэнергии в РЭС по фидеру Ф55-10 ПС 35/10 кВ

«Черное озеро»

тема

Руководитель 8.06.19
подпись, дата

декан, доцент, к.т.н Е.В. Платонова
должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник 18.06.19
подпись дата

Д.С. Андреев
инициалы , фамилия

Нормоконтролер 18.06.19.
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2019