

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ
Райково филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»

тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.э.н.
должность, ученая степень

Н. В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д. С. Тугужеков
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.С. Торопов _____

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту _____ Тугужекову Дмитрию Сергеевичу _____

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 19-01 (3-19)

Направление _____ 13.03.02 _____

(код)

_____ Электроэнергетика и электротехника _____

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»

Утверждена приказом по институту № 260 от 07.05.2024 г.

Руководитель ВКР Дулесова Н. В., доцент кафедры ЭМиАТ _____

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Поопорная схема ВЛ-10 кВ ф.21-04 ПС «Райково» - аал Райков, поопорные схемы ТП на стороне 0,4 кВ, балансы электроэнергии и их структура.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Теоретическая часть

1.1 Понятие АИСКУЭ

1.2 Достоинства и недостатки АИСКУЭ и их проблематика

1.3 Общие сведения о составляющих и особенностях потерь электроэнергии в электрических сетях

1.4 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

1.5 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях

2 Аналитическая часть

2.1 Анализ характеристик объекта исследования

2.2 Анализ структуры АИСКУЭ на стороне 0,4 кВ ТП

2.3 Анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ

3 Практическая часть

3.1 Расчет технических потерь электроэнергии

3.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии и анализ эффективности внедрения АИСКУЭ

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1 Поопорная схема ВЛ-10 кВ ф.21-04 ПС «Райково» - аал Райков и схемы ТП на стороне 0,4 кВ

2 Поопорные схемы ТП на стороне 0,4 кВ

3 Графики баланса и потерь электрической энергии в сети 0,4 кВ от ТП

4 Графики баланса и потерь электрической энергии в сети 0,4 кВ от ТП с учетом коммерческих потерь электроэнергии

Руководитель ВКР

_____ / Н. В. Дулесова _____

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ / Д. С. Тугужеков _____

(подпись, инициалы и фамилия студента)

«05» февраля 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»» содержит 84 страницы текстового документа, 32 использованных источника, 3 листа графического материала, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, МЕРОПРИЯТИЯ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА, КОММЕРЧЕСКИЙ УЧЕТ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ.

Объект исследования – сети 0,4 кВ от ТП по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково.

Предмет исследования – АИСКУЭ.

Целью бакалаврской работы является эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Задачи ВКР:

- характеристика объекта и структура АИСКУЭ;
- анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ ТП, анализ динамики этих величин, включая потребление и потери ЭЭ в сетях;
- расчеты потерь мощности и энергии;
- оценка составляющих баланса электрической энергии и коммерческих потерь электроэнергии.

В теоретической части работы рассмотрены основные понятия, касающиеся АИСКУЭ, а также общие сведения, причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии, а также мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях.

В аналитической части работы произведен анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ от каждой ТП, анализ динамики этих величин.

В практической части произведен расчет технических и коммерческих потерь мощности и электроэнергии, анализ их динамики с учетом изменения конфигурации (расширения) электрической сети низкого напряжения при увеличении числа потребителей.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные методики расчета и анализа динамики потребления электроэнергии и ее потерь могут быть полезны для разработки мероприятий по экономии электроэнергии и снижения потерь в сетях аналогичной конфигурации, в том числе с использованием инструмента АИСКУЭ.

Актуальность. В настоящее время без использования базовых электронных счетчиков электроэнергии невозможно точно отслеживать ее потребление. Системы по учету коммерческого потребления энергоресурсов и электроэнергии, в сочетании с другими устройствами и каналами связи, будут давать ощутимый результат анализа для принятия решений. Только так можно обеспечить наиболее точный коммерческий учет электроэнергии и выявление случаев хищения электричества.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Analysis of the effectiveness of the implementation of AISKUE on feeder 21-04 SS 110 kV Raikovo of the branch of PJSC Rosseti Siberia - Khakasenergo” contains 84 pages of text document, 32 used sources, 3 sheets of graphic material, 3 applications.

ELECTRICITY, COMMERCIAL LOSSES, TECHNICAL LOSSES, ELECTRICITY CONSUMPTION, DISTRIBUTION NETWORK, EVENTS, MEASURING INSTRUMENTS, AUTOMATED INFORMATION-MEASURING SYSTEM, COMMERCIAL ACCOUNTING, TRANSFORMATION POWER STATION.

The object of study is a 0.4 kV network from a transformer substation via feeder 21-04 of the 110 kV substation Raikovo.

The subject of the study is AISKUE.

The purpose of the bachelor's thesis is the effectiveness of the implementation of AISKUE on feeder 21-04 SS 110 kV Raikovo PJSC Rosseti Siberia - Khakasenergo.

Tasks of the WRC:

- characteristics of the object and structure of AISKUE;
- analysis of electricity consumption and losses along 0.4 kV TP lines, analysis of the dynamics of these quantities, including energy consumption and losses in networks;
- calculations of power and energy losses;
- assessment of the components of the balance of electrical energy and commercial losses of electricity.

The theoretical part of the work examines the basic concepts related to AISKUE, as well as general information, the causes of commercial electricity losses, as well as measures to reduce electrical energy losses in distribution networks.

In the analytical part of the work, an analysis of electricity consumption and losses along 0.4 kV lines from each transformer substation was carried out, as well as an analysis of the dynamics of these quantities.

In the practical part, technical and commercial losses of power and electricity were calculated, their dynamics were analyzed taking into account changes in the configuration (expansion) of the low-voltage electrical network with an increase in the number of consumers.

The practical significance of the research is due to the fact that the proposed methods for calculating and analyzing the dynamics of electricity consumption and its losses can be useful for developing measures to save electricity and reduce losses in networks of a similar configuration, including using the AISKUE tool.

Relevance. Currently, without the use of basic electronic electricity meters, it is impossible to accurately monitor energy consumption. Systems for accounting for commercial consumption of energy resources and electricity, in combination with other devices and communication channels, will provide tangible analysis results for decision-making. This is the only way to ensure the most accurate commercial metering of electricity and identify cases of electricity theft.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Понятие АИСКУЭ.....	9
1.2 Достоинства и недостатки АИСКУЭ и их проблематика.....	12
1.3 Общие сведения о составляющих и особенностях потерь электроэнергии в электрических сетях.....	13
1.4 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии	16
1.5 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях	19
2 Аналитическая часть.....	20
2.1 Анализ характеристик объекта исследования.....	20
2.2 Анализ структуры АИСКУЭ на стороне 0,4 кВ ТП	22
2.3 Анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ	27
3 Практическая часть	38
3.1 Расчет технических потерь электроэнергии.....	38
3.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии и анализ эффективности внедрения АИСКУЭ	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ А	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ В	79

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время без использования базовых электронных счетчиков электроэнергии невозможно точно отслеживать ее потребление. Эти счетчики, а точнее, целые системы по учету коммерческого потребления энергоресурсов, и, в частности, электроэнергии, в сочетании с другими устройствами и каналами связи, будут давать ощутимый результат анализа для принятия решений. Только так можно обеспечить наиболее точный коммерческий учет электроэнергии и выявление случаев хищения электричества.

Хищения электроэнергии часто приводят к серьезным финансовым потерям, особенно в сетях 0,4 кВ. Чаще всего бытовые потребители, особенно в частных домах, становятся причиной хищений, но также имеются случаи промышленных и коммерческих предприятий, в том числе мелких, которые также замешаны в этом. Зимой количество хищений электроэнергии увеличивается из-за повышенного потребления на отопление зданий.

Внедрение автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии на различных объектах, включая сельскую местность, имеет большое значение, поскольку это позволяет в реальном времени собирать данные с измерительных устройств у абонентов. Это помогает считывать показания более эффективно и использовать систему на различных объектах.

Потери электроэнергии из-за несанкционированного использования являются значительным финансовым убытком для сетевых компаний, затрудняющим их инвестиции в другие проекты в области электроэнергетики.

Снижение коммерческих потерь электроэнергии – сложная задача, требующая проведения конкретных измерений на основе изучения энергетики и выявления причин потерь.

Объект исследования – сети 0,4 кВ от ТП по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково.

Предмет исследования – АИСКУЭ.

Целью бакалаврской работы является анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго».

Задачами ВКР выступают:

- характеристика объекта и структура АИСКУЭ;
- анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ ТП, анализ динамики этих величин, включая потребление и потери электроэнергии в сетях;
- расчеты потерь мощности и энергии;
- оценка составляющих баланса электрической энергии и коммерческих потерь электроэнергии.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные методики расчета и анализа динамики потребления электроэнергии и потерь электроэнергии могут быть полезны для разработки мероприятий по экономии электроэнергии и снижения потерь в сетях аналогичной конфигурации.

1 Теоретическая часть

1.1 Понятие АИСКУЭ

Прежде чем проводить анализ основных показателей, фиксируемых автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учета электроэнергии (АИСКУЭ), необходимо выявить и обобщить понятие АИСКУЭ, для чего нужны такие системы и в каких целях они устанавливаются, и что в результате установки они позволяют делать.

АИСКУЭ представляет собой систему дистанционного сбора данных по каждому подключенному потребителю с целью корректного и безошибочного контроля отдаваемой в сеть и принимаемой конечными потребителями объемов электрической энергии. Этот процесс очень важно осуществлять правильно, чтобы энергоснабжающая организация не терпела финансовые убытки, а баланс электроэнергии соблюдался, в том числе, с учетом лимитов электропотребления.

Обобщенная современная многоуровневая структура АИСКУЭ представлена на рисунке 1.1. На нижних уровнях АИСКУЭ происходит сбор всей первичной информации, которая затем передается на более верхние уровни для обработки и анализа (построение графиков и таблиц) [1].

Уровень ИИК (информационно-измерительных комплексов) – это первый, самый низший уровень АИСКУЭ. Как правило, в качестве ИИК выступает счетчик электроэнергии – прибор учета (в настоящее время в основном электронные первичные измерительные приборы), который может быть либо прямого включения, либо через трансформаторы тока и напряжения, если конструкция счетчика это не позволяет. Часто прямое включение в зависимости от модификации электросчетчика применяется только в сетях до 1000 В (преимущественно 0,4 кВ), т.к. такие приборы с более усиленной изоляцией изготавливать нецелесообразно. Поэтому, в сетях высокого напряжения, например, 6-10 кВ или более применяют косвенное включение счетчиков, т.е. через трансформаторы тока и напряжения, которые также можно отнести как

составляющую низшего уровня АИСКУЭ.

Электромеханические счетчики, которые все еще есть в эксплуатации в электрических сетях, посредством специальных переходных устройств, могут быть также включены в систему АИСКУЭ.

Уровень ИВКЭ (информационно-вычислительных комплексов электроэнергии) – это второй уровень АИСКУЭ или уровень устройств сбора и передачи (в том числе подготовки, обработки) данных. Они систематизируют (обобщают) и пакует информацию и передают ее на уровень выше.

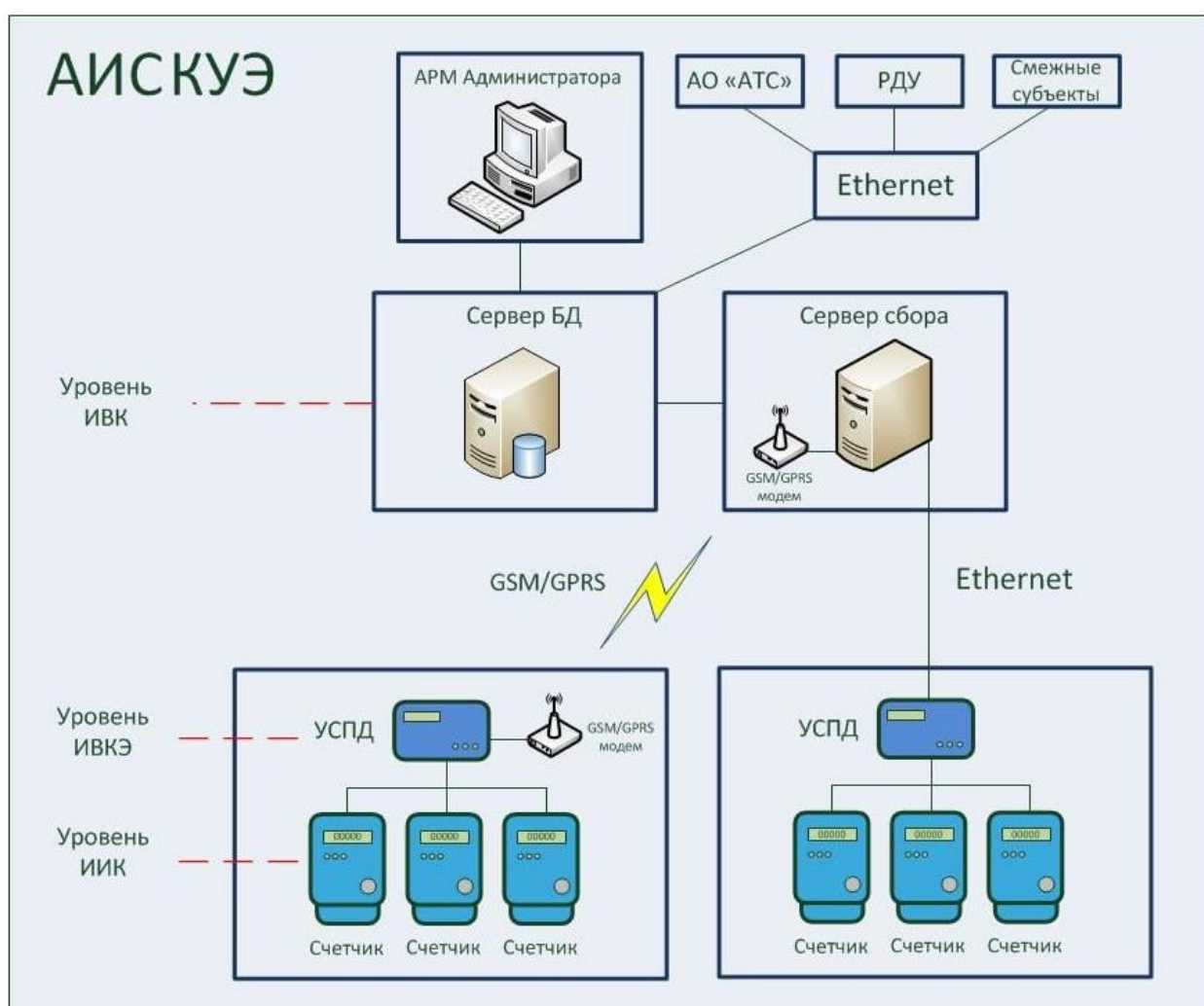


Рисунок 1.1 – Обобщенная современная многоуровневая структура АИСКУЭ

Связь между первым и вторым уровнем осуществляется с помощью проводных и беспроводных каналов связи. В самом начале развития

АИСКУЭ преимущественно использовались проводные технологии, включая технологии Ethernet и с передачей по интерфейсам RS-485 и RS-232. Есть также и активно используемые PLC-технологии передачи сигналов непосредственно по питающим проводам и кабелям), а сейчас все больше они вытесняются беспроводными, среди которых можно отметить GSM/GPRS-связь, организуемую беспроводными модемами и другими подобными устройствами.

Третий уровень АИСКУЭ – уровень ИВК (информационно-вычислительных комплексов), т.е. в сущности мощных компьютеров (серверов сбора данных, серверов баз данных и др.), которые осуществляют обработку поступивших данных от УСПД второго уровня ИВКЭ. Центральный сервер может быть расположен на территории какого-либо объекта, либо в специализированной обслуживающей организации. Каждый сервер имеет программное обеспечение, осуществляющее обработку данных.

Четвертый уровень АИСКУЭ может включать в себя не только автоматизированные рабочие места (АРМ) администраторов, но и АРМ смежных субъектов, РДУ, коммерческого оператора АО «АТС», действующего в отношении субъектов рынка электроэнергии и мощности, и других структур.

В АРМ имеется не только программное обеспечение, как это имеется в серверах третьего уровня АИСКУЭ, но и пользовательский интерфейс, с помощью которого сотрудник на АРМ может проанализировать данные по каждому потребителю или по их совокупности, и визуализировать их в этом интерфейсе в виде схем, графиков и таблиц. Доступны онлайн или офлайн режимы, а дальнейшая выгрузка производится в информационную среду (ИС) энергоснабжающей или другой контролирующей организации.

В целом же состав уровней, как правило, такой, какой описан выше – четырехуровневый, но могут быть и более высокие уровни, куда передаются сведения о балансах электроэнергии для еще более тщательного анализа и нахождения пробелов в работе системы.

1.2 Достоинства и недостатки АИСКУЭ и их проблематика

Одним из преимуществ является наличие модульной структуры, т.е. необязательно собирать приборы всех уровня одного и того же производителя, а главное, чтобы они были совместимы и была доступна информация об этом.

Оборудование АИСКУЭ различных объектов (коммунально-бытовой сектор, предприятия, организации и т.д.) позволяет исключать ошибки при формировании счетов за электроэнергию по действующим тарифам (в том числе заложенным в программу счетчиков, которые могут считать потребленную энергию в рублях), поскольку все процессы автоматизированы, а пользователям АРМ необходимо прилагать при этом минимум усилий. Точность сбора и обработки данных также повышенная, т.к. в современных АИСКУЭ используются первичные измерительные приборы учета (электронные счетчики электроэнергии) повышенного класса точности, например, 0,5, 0,5S и другие.

Другие преимущества АИСКУЭ перед неорганизованными (классическими) системами учета электроэнергии (счетчиками самими по себе) отобразим схематично на рисунке 1.2. Среди них можно отметить сокращение коммерческих потерь электроэнергии, возникающих преимущественно в результате хищений электрической энергии как важного энергетического ресурса.

Главным недостатком АИСКУЭ является их дороговизна, но как показывает практика, такие системы достаточно быстро окупаются от нескольких месяцев (средние и крупные предприятия) до нескольких лет (коммунально-бытовой сектор, мелкие организации). Вопреки высокой стоимости устройств АИСКУЭ исключается нестабильность каналов связи и риски повреждения отдельных элементов и участков этой системы. Других недостатков АИСКУЭ в настоящее время не выявлено. Но надо понимать, что надежность работы каждого элемента АИСКУЭ определяется качеством их изготов-

ления организациями-производителями. В настоящее время, и в особенности в условиях санкций, отечественные производители научились отлично выполнять эти функции, постоянно разрабатывая новые АИСКУЭ и повышая качество АИСКУЭ и их элементов уже выпущенных систем.

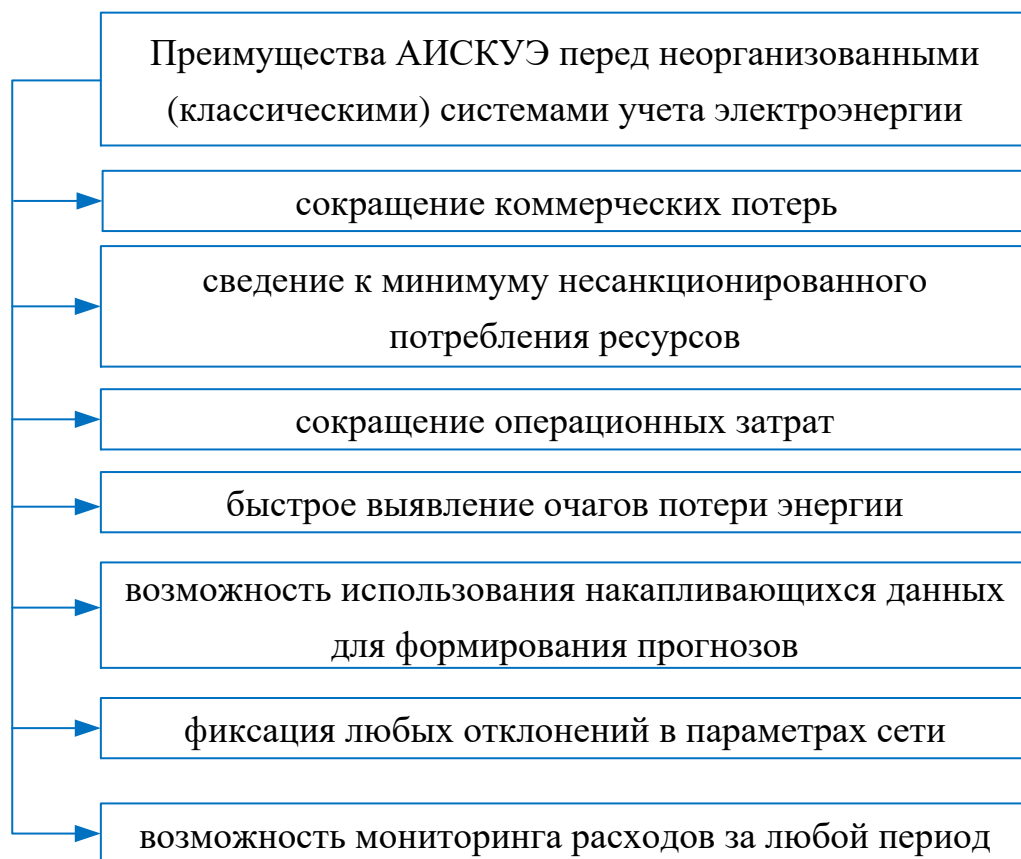


Рисунок 1.2 – Преимущества АИСКУЭ перед неорганизованными системами учета электроэнергии

1.3 Общие сведения о составляющих и особенностях потерь электроэнергии в электрических сетях

При передаче электрической энергии через сеть возникают неминуемые потери, которые приводят к уменьшению количества доступной энергии для конечных пользователей. Эти потери определяются как разница между поступающей в сеть энергией и тем, что реально используется потребителями. Важно, чтобы участники системы энергоснабжения понимали и оплачи-

вали эти потери, учитывая их в общей стоимости электроэнергии на розничном рынке. В случае обнаружения несоответствий, необходимо производить корректировки, чтобы обеспечить справедливое распределение затрат на потери электроэнергии.

Корень проблемы заключается в потере достоверности сведений об оплате электроэнергии, что приводит к ошибкам в переложении всей финансовой ответственности за энергетический ущерб на компании этой группы. Эти компании несут убытки, вызванные передачей электроэнергии по сети сетевой организацией, владельцами которой являются потребители, кроме производителей электроэнергии. Согласно договору, они обязаны оплатить эти убытки, за исключением потерь, включенных в цену на электрическую энергию, чтобы избежать двойного учета. Важно понимать, что причины возникновения убытков и их возможность обнаружения и устранения не зависят только от компаний, а также от других факторов (рисунок 1.3).

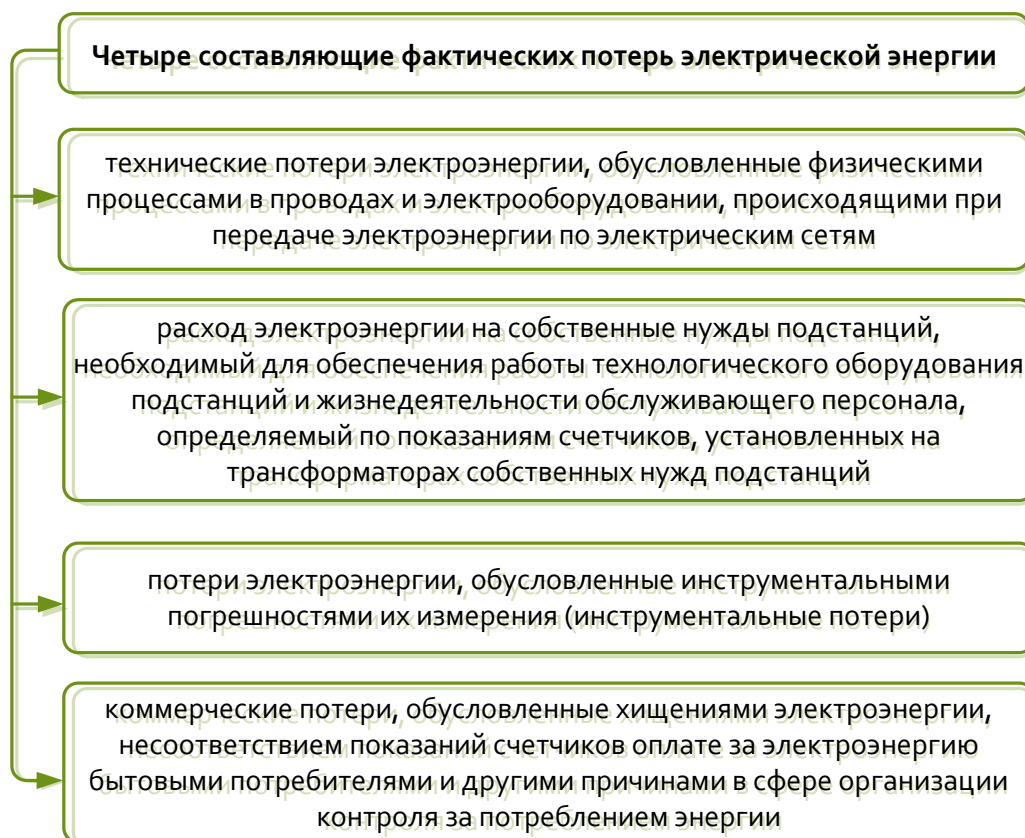


Рисунок 1.3 – Составляющие фактических потерь электроэнергии

Особенности технических и коммерческих потерь представлены на рисунке 1.4 [30, 31].

Отсутствие прямого взаимодействия между потребителями и группой электроэнергетических компаний, недостаточность средств и неспособность увеличить штат сотрудников для контроля за количеством переданной электроэнергии, приводят к снижению мощности передаваемой электроэнергии. Между тем, специалисты испытывают сложности в полной мере из-за неполноты нормативно-правовой базы и несовершенства законов.

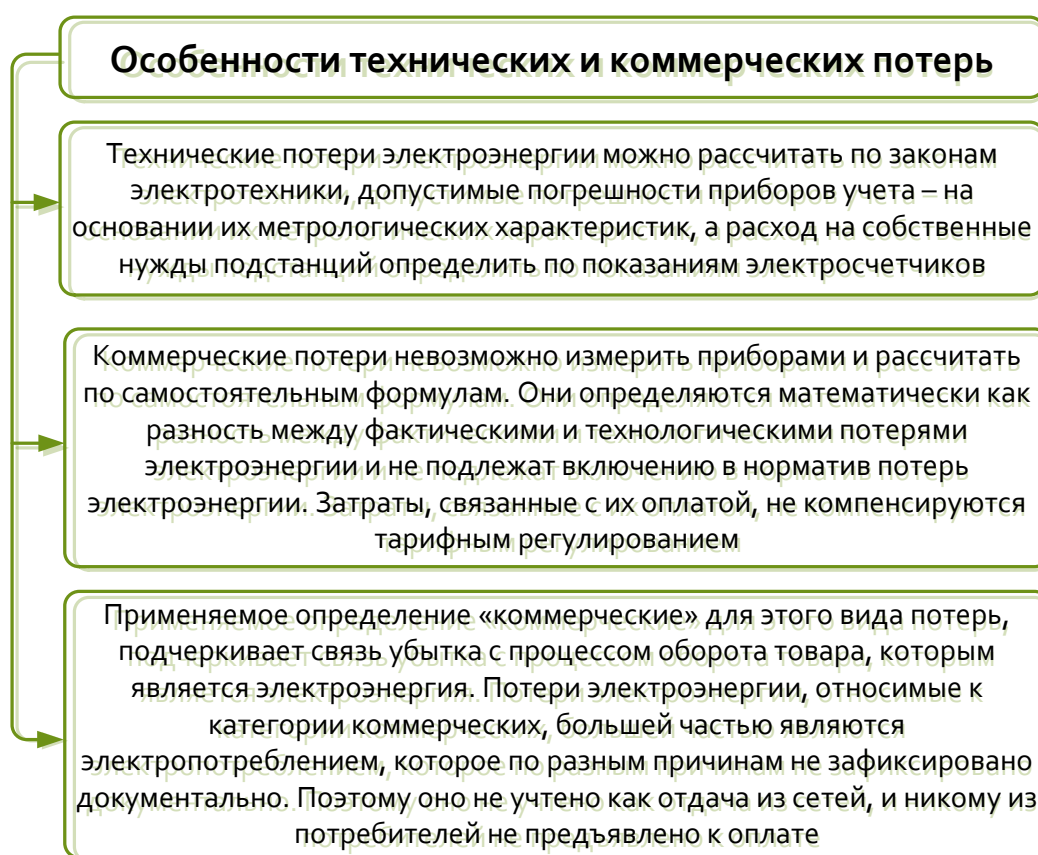


Рисунок 1.4 – Особенности технических и коммерческих потерь электроэнергии

1.4 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

Составляющие причин возникновения коммерческих потерь – рисунок 1.5.



Рисунок 1.5 – Составляющие причин коммерческих потерь

Приборы учета и их работа в реальных условиях влияют на величину вспомогательной погрешности при использовании электроэнергии для измерения основных электрических величин (мощности, токов, электрической энергии в киловаттах), рисунок 1.6.

Факторы, представленные на рисунке 1.7, являются основными и также играют важную роль в этом процессе. Часто же нежелание передавать показания счетчиков, которые уже неисправны или их срок поверки истек, становится причиной возникновения указанных проблем [7]



Рисунок 1.6 – Природа появления коммерческих потерь в результате влияния инструментальных погрешностей

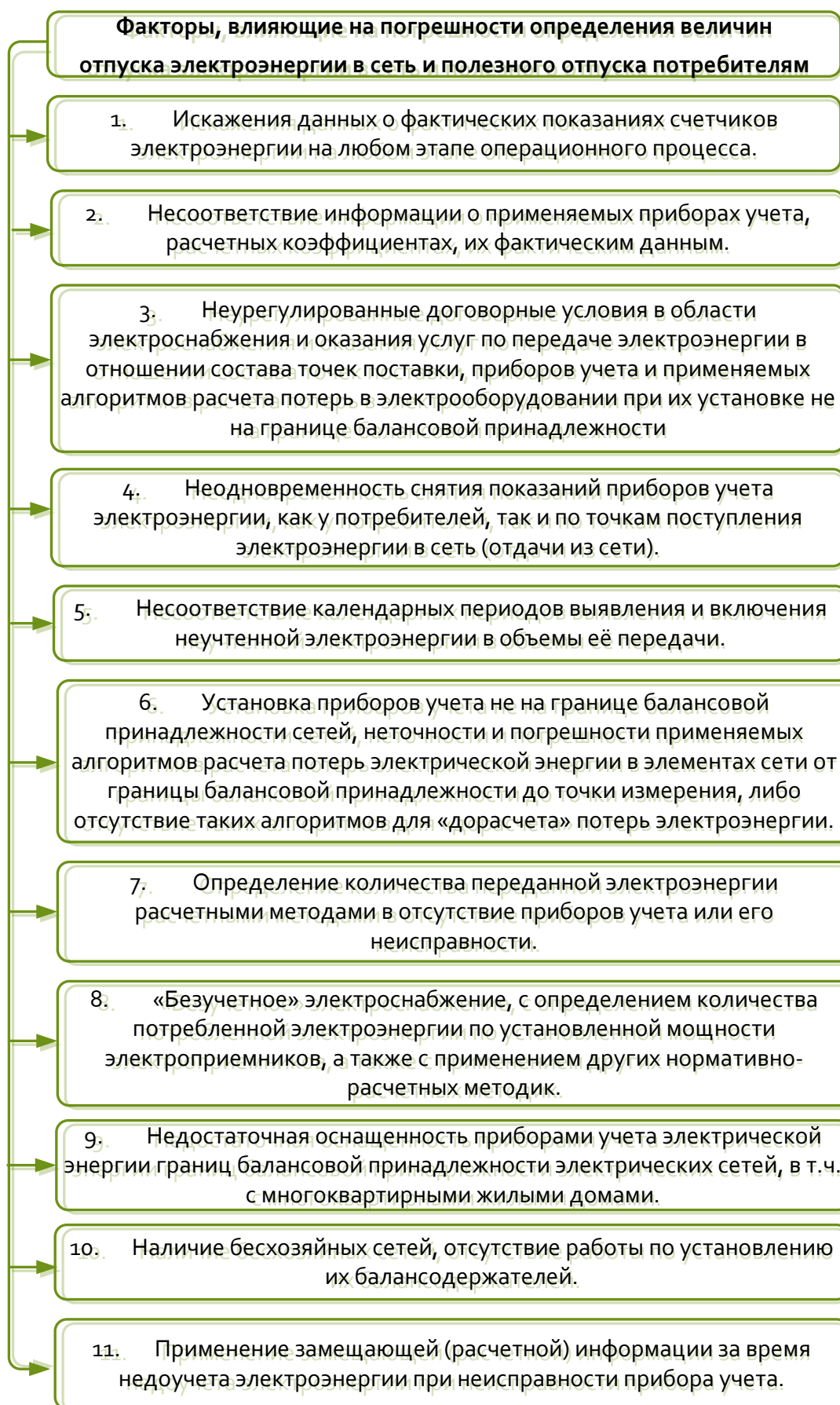


Рисунок 1.7 – Факторы, влияющие на погрешности

1.5 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях

Для определения объемов финансирования и сроков реализации необходимо разрабатывать и утверждать схемы развития электрических сетей на расчетный период, что обеспечит объективный выбор мероприятий по снижению потерь электрической энергии.

При анализе вопросов, связанных с разработкой схем развития электрических сетей, принимаются соответствующие решения, которые представлены на рисунке 1.6 [2–5].



Рисунок 1.6 – Факторы, учитываемые при разработке схем развития

2 Аналитическая часть

2.1 Анализ характеристик объекта исследования

Главный источник питания – ПС «Райково» (Приложение А). Данная подстанция выполнена по стандартной главной схеме электрических соединений ОРУ 110 кВ типа 110-5Н с одним выключателем в перемычке и дополнительной ремонтной перемычкой, находящейся на стороне питающих линий С-98 и С-319.

На стороне СН 35 кВ реализована схема 35-9 (Одна рабочая система шин), но в данной схеме отсутствует одна секция, а от единственной секции отходят две питающие линии Т-5 и Т-58.

На ПС «Райково» установлен трехобмоточный трансформатор типа ТДТН-16000/110/35/10, вводы которого защищены от перенапряжения разрядниками и ОПН.

На стороне низкого напряжения (10 кВ) применяется система сборных шин, схема 10-1 – одна несекционированная система шин. От нее отходят 6 фидеров следующего наименования: 21-12 Трояков, Шурьшево, Тутатчиков; 21-10 КРС, АВМ; 21-08 Баиново, Шандаково; 21-06 ВЧ 44360; 21-04 Райково; 21-02 связь с ф.8 ПС Абакан-Районная.

Рассмотрим подробнее конфигурацию электрической сети (поопорную схему ВЛ-10 кВ ф.21-04 ПС «Райково» - аал Райков, поопорную схему ВЛ-0,4 кВ для каждой ТП) по состоянию на 2023 г. За последние 5 лет (2019-2023 гг.) число потребителей всех ТП по ф.21-04 постепенно увеличивалось, и увеличивалось суммарное потребление электроэнергии. Это обстоятельство, а также внедрение АИСКУЭ будет служить хорошим индикатором для анализа динамики потерь электроэнергии в данных электрических сетях напряжением 10 и 0,4 кВ.

Поопорная схема ВЛ-10 кВ ф.21-04 ПС «Райково» - аал Райков представлена в Приложении Б.

Питание 13-ти подстанций ТП 21-04-01 – ТП 21-04-09, ТП 21-04-12 – ТП 21-04-15 в основном осуществляется с помощью алюминиевых проводов марки А-35, есть незначительные кабельные вставки и провода СИП длиной менее 0,1 км. Всего в схеме задействовано 97 ж/б опор, а общая протяженность сети 10 кВ составляет 5,136 км.

ТП использованы киоскового или мачтового типов, их перечень следующий (с указанием названий):

- 1) МТП 21-04-01 (250 кВА) «Клуб»;
- 2) ЗТП 21-04-02 (2х400 кВА) «Школа»;
- 3) МТП 21-04-03 (100 кВА) «Ст. школа»;
- 4) МТП 21-04-04 (250 кВА) «Магазин»;
- 5) МТП 21-04-05 (100 кВА) «Почта»;
- 6) КТП 21-04-06 (250 кВА) «РТМ»;
- 7) КТП 21-04-07 (250 кВА) «Панибратов»;
- 8) МТП 21-04-08 (160 кВА) «с. Райково»;
- 9) МТП 21-04-09 (100 кВА) «ул. Береговая»;
- 10) КТП 21-04-12 (250 кВА) «Детсад»;
- 11) КТП 21-04-13 (250 кВА) «Хознужды»;
- 12) МТП 21-04-14 (160 кВА) «Заготпункт»;
- 13) КТП 21-04-15 (250 кВА) «Амбулатория».

Поопорные схемы ВЛ-0,4 кВ от каждой ТП представлены в Приложении В. В указанных местностях присутствует в основном частный сектор (жилые дома), а также несколько общественных зданий (магазины, конторы, больница, амбулатория, ДК, школа, детсад), производственных зданий и мелких предприятий (котельные, гаражи, мастерские, зерносушилка, коровник, пилорама, мельница, дробилка и др.).

Используя эти схемы, а также данные показаний электросчетчиков до установки АИСКУЭ и после ее установки, появляется возможность оценки коммерческих и технических потерь электроэнергии.

2.2 Анализ структуры АИСКУЭ на стороне 0,4 кВ ТП

АИСКУЭ внедрено у потребителей сети 0,4 кВ на каждой ТП по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» в 2020 году.

На уровне ИИК (см. п.1.1) АИСКУЭ выступают однофазные и трехфазные многофункциональные электронные счетчики компании «Энергомера». Подробные технические характеристики этих счетчиков, каналов связи и других вспомогательных устройств приведены в источниках [24, 25, 29].

Самыми главными достоинствами счетчиков СЕ208-С4 (однофазный, рисунок 2.16)) и СЕ308-S31 (трехфазный, рисунок 2.17), помимо того, что они являются сертифицированными устройствами и соответствуют требованиям ПАО «Россети», выступают [24, 25, 29]:

- защита от хищений;
- высокая точность измерений;
- наличие нескольких каналов связи (PLC, GSM/GPRS);
- поддержка протоколов обмена СПОДЭС/DLMS;
- возможность использования в АИСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN.

Трехфазные счетчики типа СЕ308-S31 прямого включения используются как приборы учета электроэнергии на стороне НН трансформаторных подстанций и крупных общественных или производственных потребителей, а в частном секторе, магазинах и других мелких общественных зданиях – однофазные счетчики типа СЕ208-С4 прямого включения.

Для учета электроэнергии и контроля ее баланса на ВН трансформаторных подстанций установлены трехфазные счетчики типа СЕ308-S31, но включенные не напрямую, а через измерительные трансформаторы (рисунок 2.17).



Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	1/2
Номинальное напряжение, В	230
Базовый (максимальный) ток, А	5 (100)
Стартовый ток (чувствительность), мА	10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	8
Время усреднения профилей нагрузки, мин	1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30; 60
Количество измерительных элементов	Счетчик с двумя датчиками тока (в цепи фазы и нейтрали)
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до плюс 70
Габаритные размеры (ВхШхГ), не более, мм	230 x 160 x 79

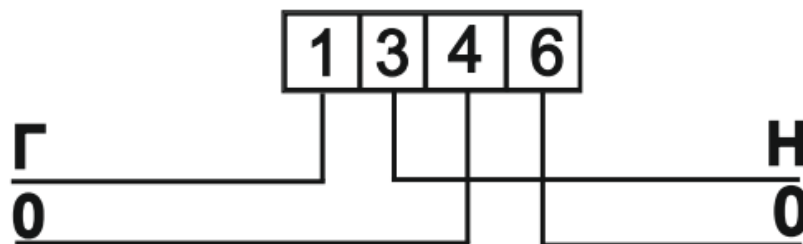
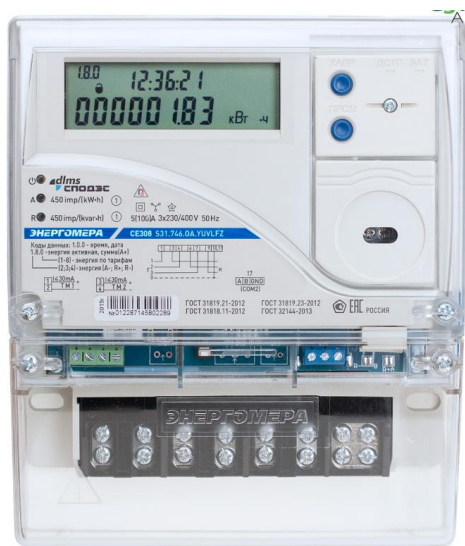


Рисунок 2.16 – Счетчик электроэнергии CE208-C4 и схема его включения



Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	0,5S/0,5; 0,5S/1; 1/1
Номинальное напряжение, В	3x57.7/100; 3x230/400
Базовый (максимальный) ток, А	5 (10); 5 (100)
Стартовый ток (чувствительность), мА	5; 10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	8
Время усреднения профилей нагрузки, мин	1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30; 60
Глубина хранения профиля (при времени усреднения 60 мин.), сутки	256
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до плюс 70
Габаритные размеры (ВхШхГ), не более, мм	210,5 x 175 x 71,5

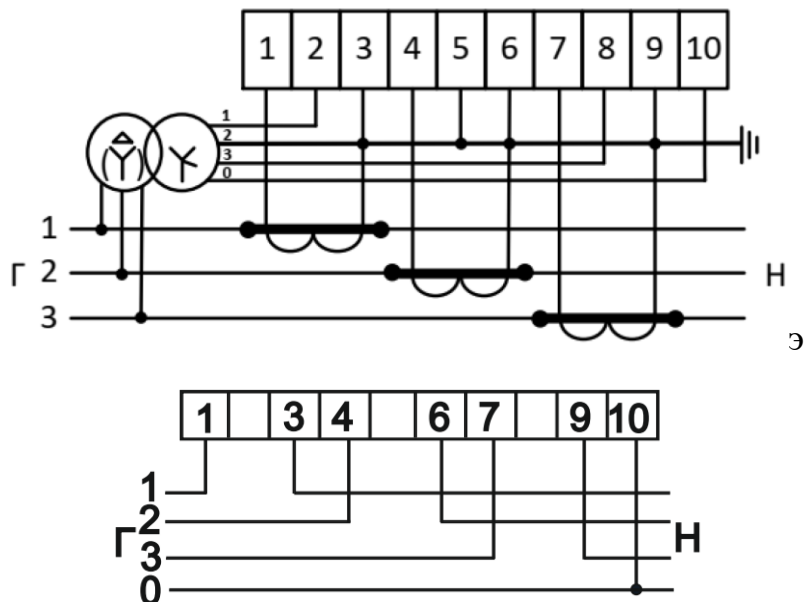


Рисунок 2.17 – Счетчик электроэнергии CE308-S31 и схемы его включения в сеть напряжением 10 кВ с помощью измерительных трансформаторов и прямого включения

Структура АИСКУЭ на основе канала связи LoRaWAN с применением счетчиков типов CE308-S31 и CE208-C4 представлена на рисунке 2.18. В ней используются узлы линий связи на основе базовых станций LoRaWAN и модулирующих исходящий от счетчиков сигнал с обеспечением его передачи на большие расстояния (до 15 км) без потери качества и в случаях использования аккумуляторного питания электронных устройств, что актуально в условиях протяженных электрических сетей в городских и сельских местностях.

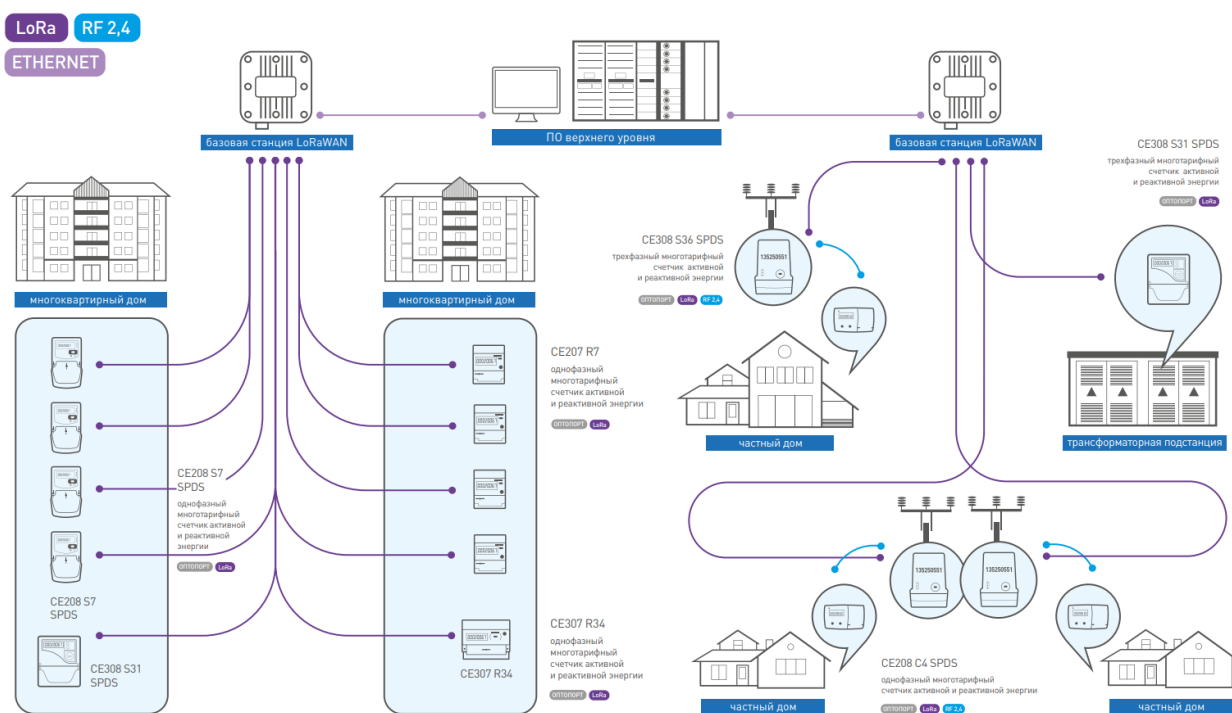


Рисунок 2.18 – Структура АИСКУЭ на основе канала связи LoRaWAN

Используемая базовая станция типа LRST-868-VGA-2a9 представлена на рисунке 2.19. Она обеспечивает прием и передачу данных с приборов учета с интегрированными модулями LoRa «Лартех» [28].

Схема работы канала связи LoRa показана на рисунке 2.20. Т.е. она повторяет классическую структуру АИСКУЭ, которая была описана в п.1.1 и включает в себя три уровня, минуя второй уровень, т.к. сбор и подготовка данных для анализа здесь осуществляется в облачных технологиях:

- нижний уровень состоит из модулей связи, которые интегрированы в конечные устройства;
- средний уровень включает в себя базовые станции, обслуживающие модули связи конечных устройств;
- верхний уровень представлен облачным сервером, передающий данные в личные кабинеты пользователей.



Рисунок 2.19 – Базовая станция типа LRST-868-VGA-2a9

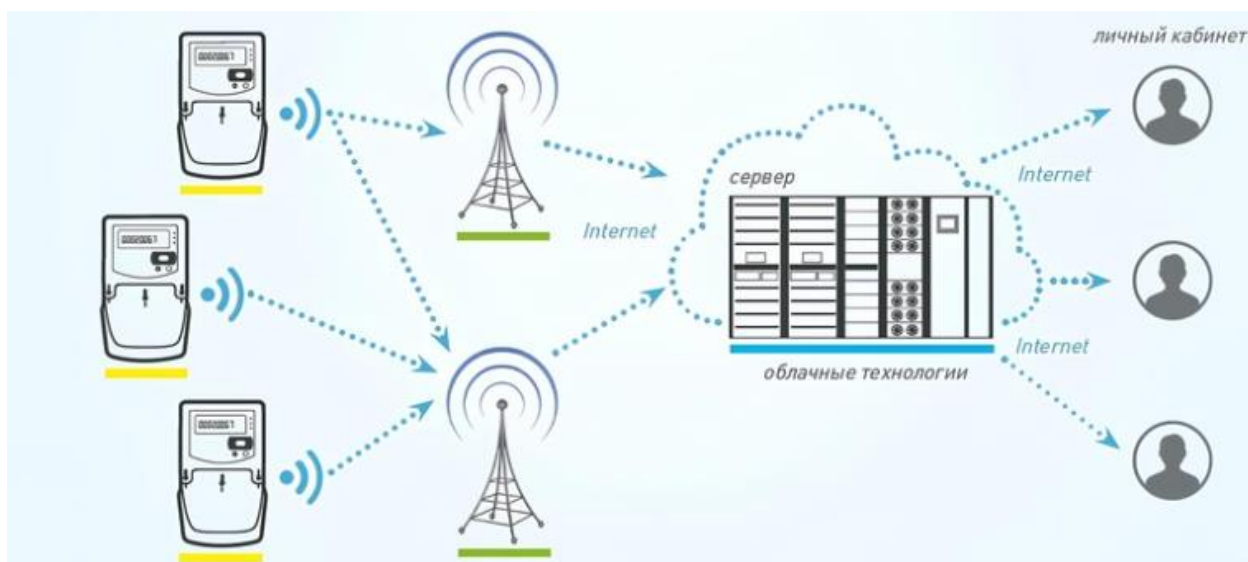


Рисунок 2.20 – Схема работы канала связи LoRa

2.3 Анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ

Анализ потребления электроэнергии и потерь по сети 0,4 кВ от всех ТП, присоединенных к ф.21-04 ПС 110 кВ Райково ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» произведем за пять лет (2019-2023 гг.). Это позволит определить основные составляющие баланса электроэнергии по результатам анализа потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ каждой ТП в разрезе каждого месяца, чтобы выявить моменты нерационального потребления электроэнергии. АИСКУЭ была установлена у потребителей сети 0,4 кВ от каждой ТП в конце 2020 года.

Таблица 4.1 – Баланс ЭЭ за 2019 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Месяц года, п/п	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери	
	кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч	%
01	516284	366105	150179	29,09
02	435278	330238	105040	24,13
03	351060	244722	106338	30,29
04	331102	230429	100673	30,41
05	307603	254153	53450	17,38
06	228643	189978	38665	16,91
07	221252	186468	34784	15,72
08	231865	162281	69584	30,01
09	264967	181060	83907	31,67
10	327929	257295	70634	21,54
11	342364	257188	85176	24,88
12	481165	268344	212821	44,23
Итого за год	4039512	2928261	1111251	27,51

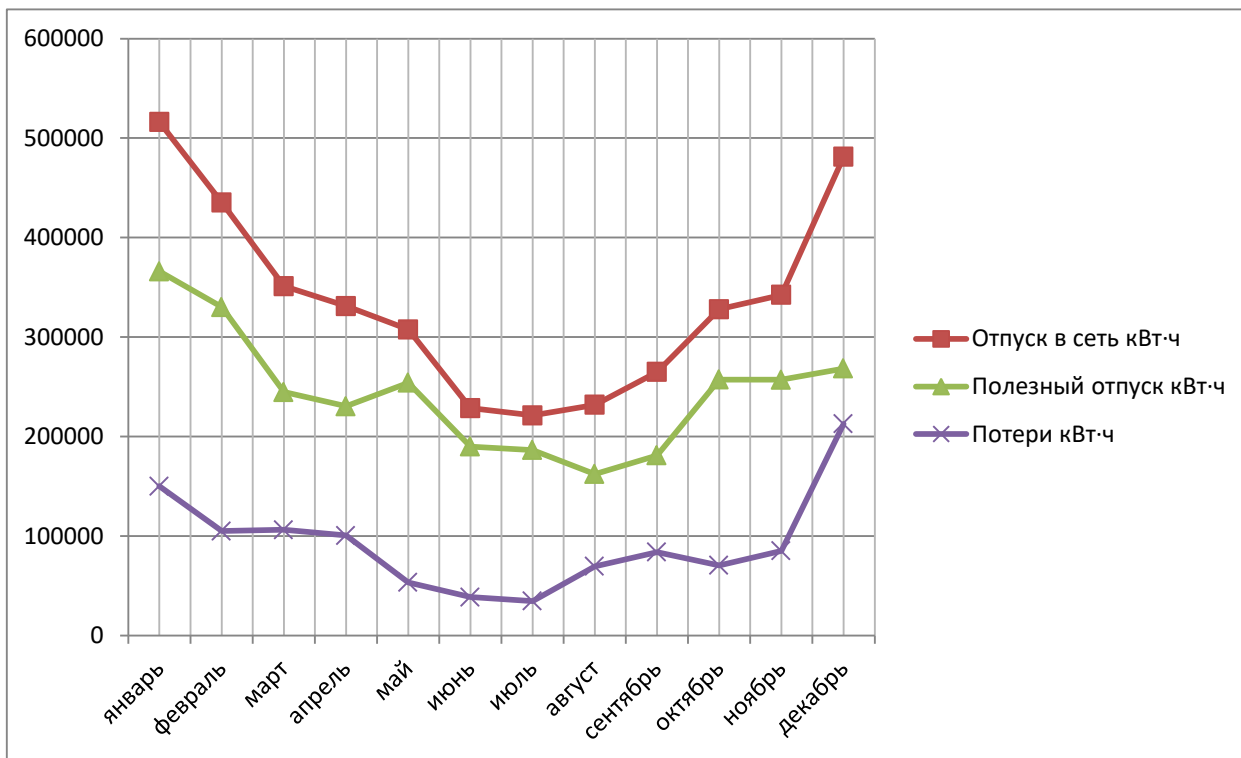


Рисунок 4.1 – Баланс ЭЭ за 2019 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

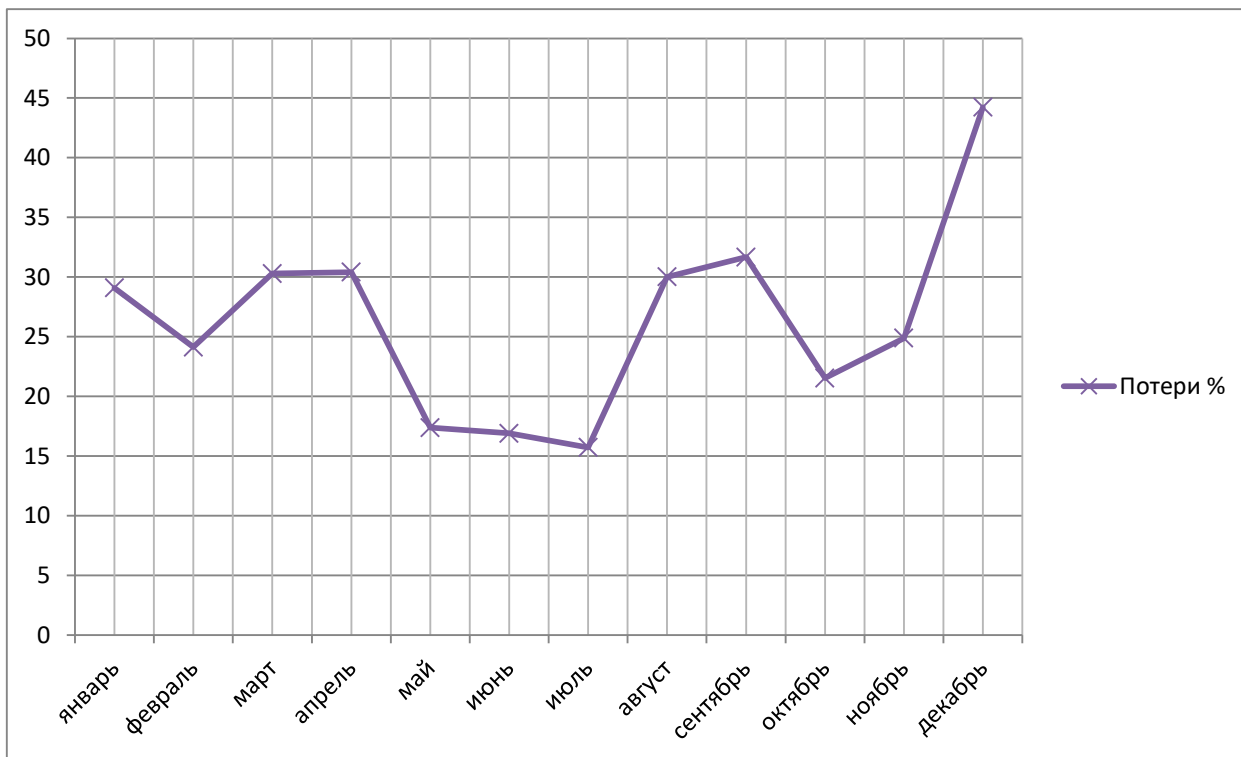


Рисунок 4.2 – Потери ЭЭ за 2019 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Рисунок 4.1 показывает, что потребление электроэнергии летом ниже, чем зимой. Это типичная закономерность.

Из рисунка 4.2 видно, что до установки АИСКУЭ потери ЭЭ колебались в значительных пределах и составляли существенную величину от 15,72 до 44,23 %.

Таблица 4.2 – Баланс ЭЭ за 2020 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Месяц года, п/п	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери	
	кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч	%
01	440506	252298	188208	42,73
02	398777	250063	148714	37,29
03	375806	275970	99836	26,57
04	300020	264833	35187	11,73
05	258385	209854	48531	18,78
06	243140	205492	37648	15,48
07	220275	126038	94237	42,78
08	232096	131977	100119	43,14
09	273359	149951	123408	45,15
10	351514	244351	107163	30,49
11	375293	210378	164915	43,94
12	455841	315789	140052	30,72
Итого за год	3925012	2636994	1288018	32,82

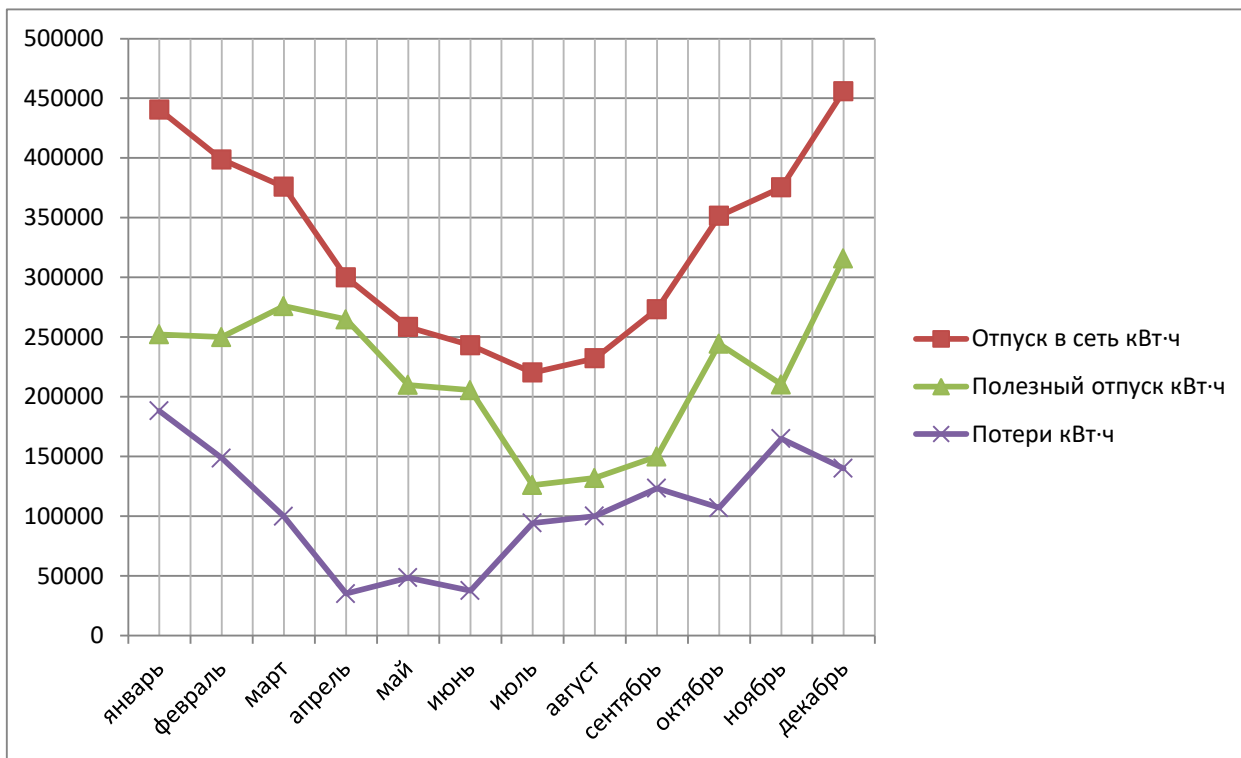


Рисунок 4.3 – Баланс ЭЭ за 2020 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

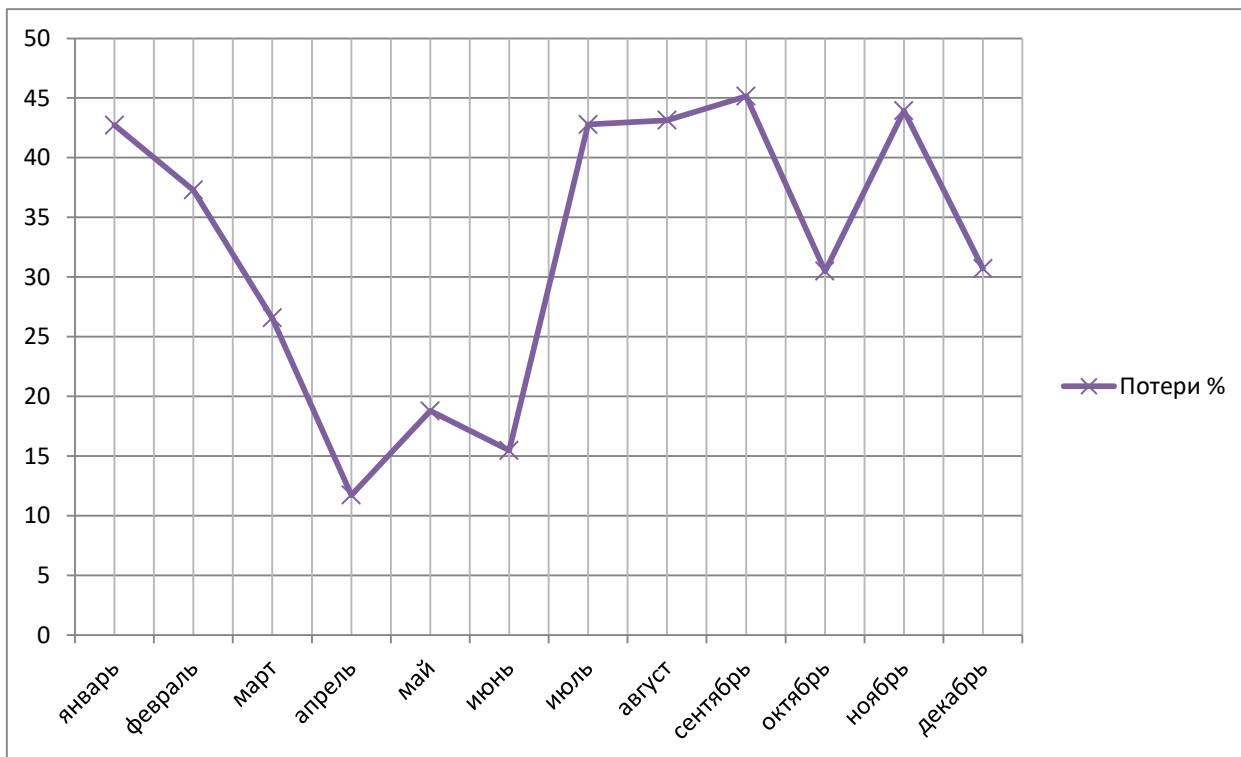


Рисунок 4.4 – Потери ЭЭ за 2020 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Из рисунка 4.4 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 11,73 до 45,15 %.

Таблица 4.3 – Баланс ЭЭ за 2021 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Месяц года, п/п	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери	
	кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч	%
01	522403	400452	121951	23,34
02	420590	341192	79398	18,88
03	414244	348624	65620	15,84
04	350562	295157	55405	15,8
05	306825	250922	55903	18,22
06	245332	188496	56836	23,17
07	222903	184462	38441	17,25
08	233650	148674	84976	36,37
09	286564	268358	18206	6,35
10	351678	248640	103038	29,3
11	388843	277443	111400	28,65
12	450158	304079	146079	32,45
Итого за год	4193752	3256499	937253	22,35

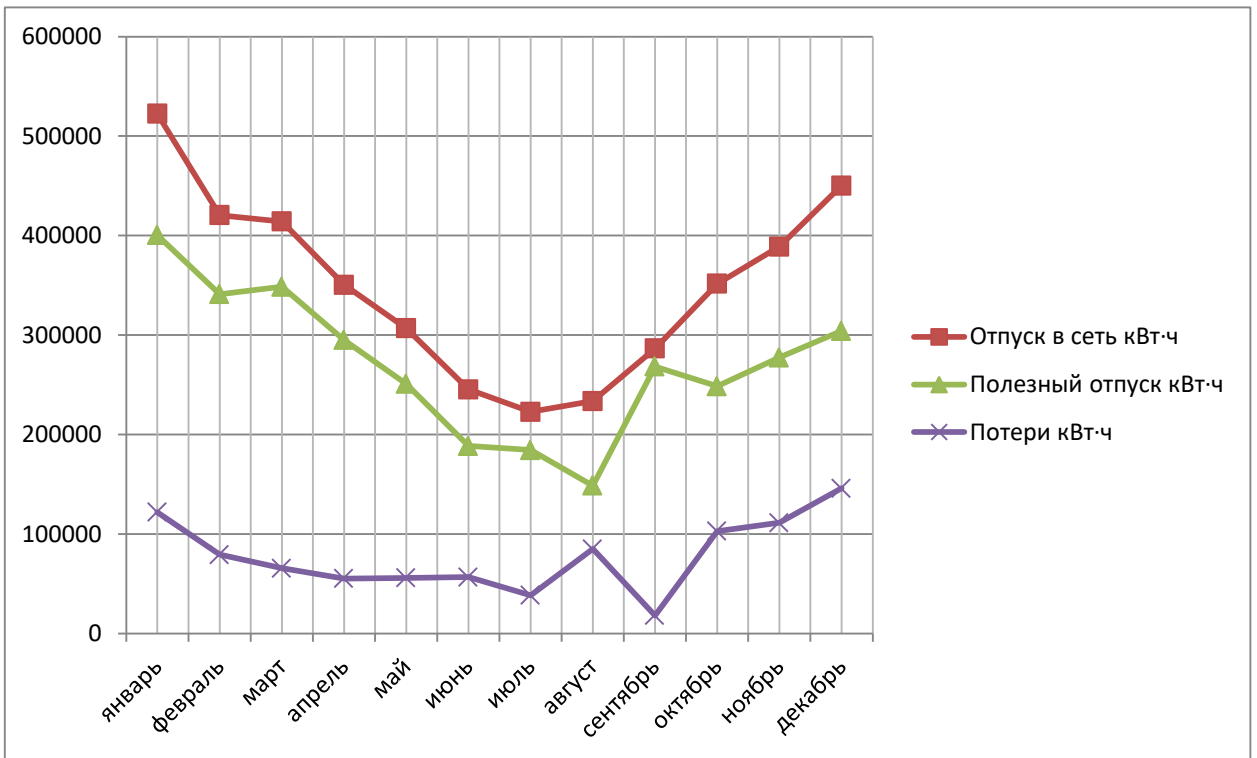


Рисунок 4.5 – Баланс ЭЭ за 2021 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

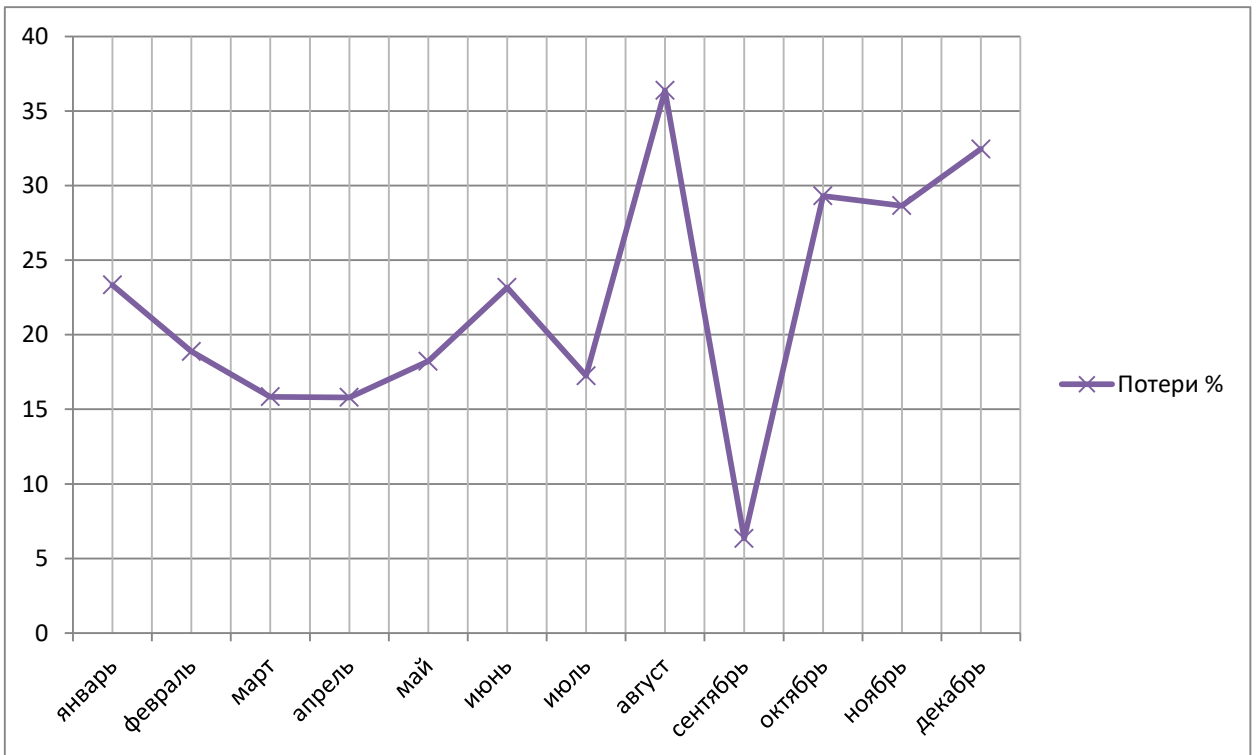


Рисунок 4.6 – Потери ЭЭ за 2021 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Из рисунка 4.6 следует, что в период действия системы АИСКУЭ поте-ри ЭЭ в динамике менялись от 6,35 до 36,37 %, т.е. стали заметно ниже.

Таблица 4.4 – Баланс ЭЭ за 2022 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Месяц года, п/п	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери	
	кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч	%
01	485923	353288	132635	27,3
02	449339	315258	134081	29,84
03	422596	344068	78528	18,58
04	350579	270908	79671	22,73
05	274331	207153	67178	24,49
06	241173	211807	29366	12,18
07	227575	215279	12296	5,4
08	244990	220721	24269	9,91
09	276876	251163	25713	9,29
10	361434	285533	75901	21
11	406142	262946	143196	35,26
12	518980	459218	59762	11,52
Итого за год	4259938	3397342	862596	20,25

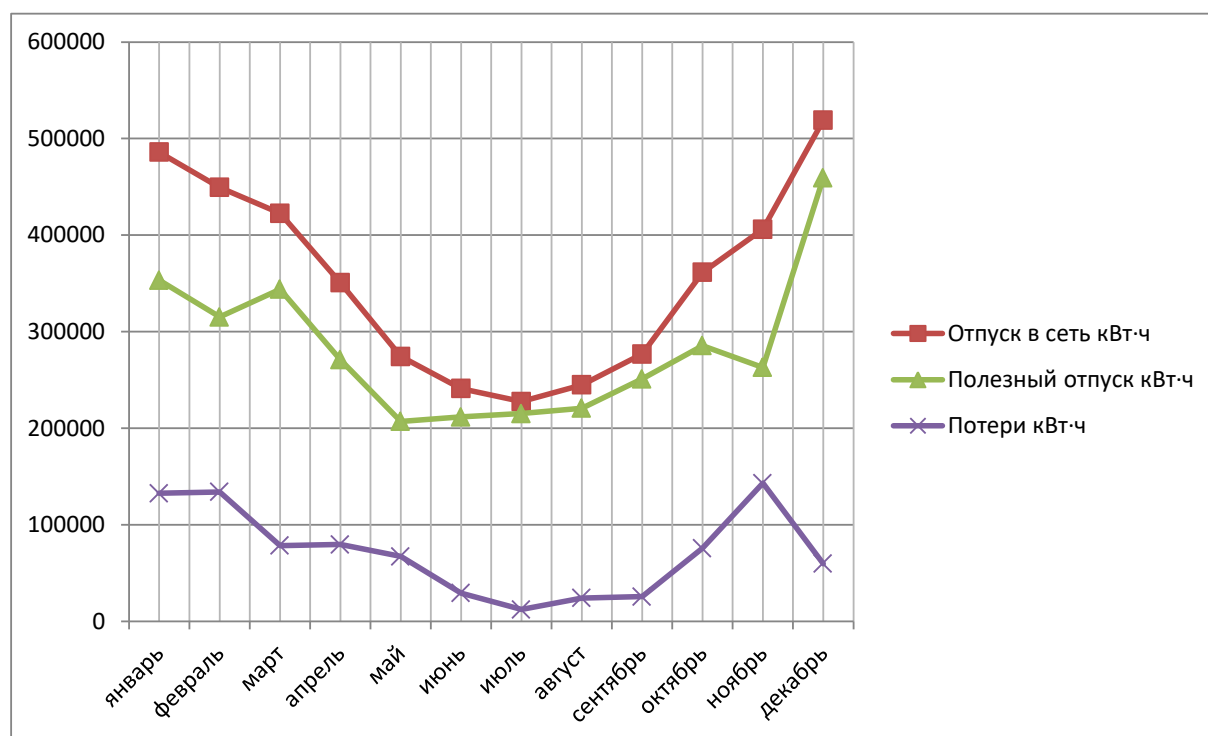


Рисунок 4.7 – Баланс ЭЭ за 2022 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

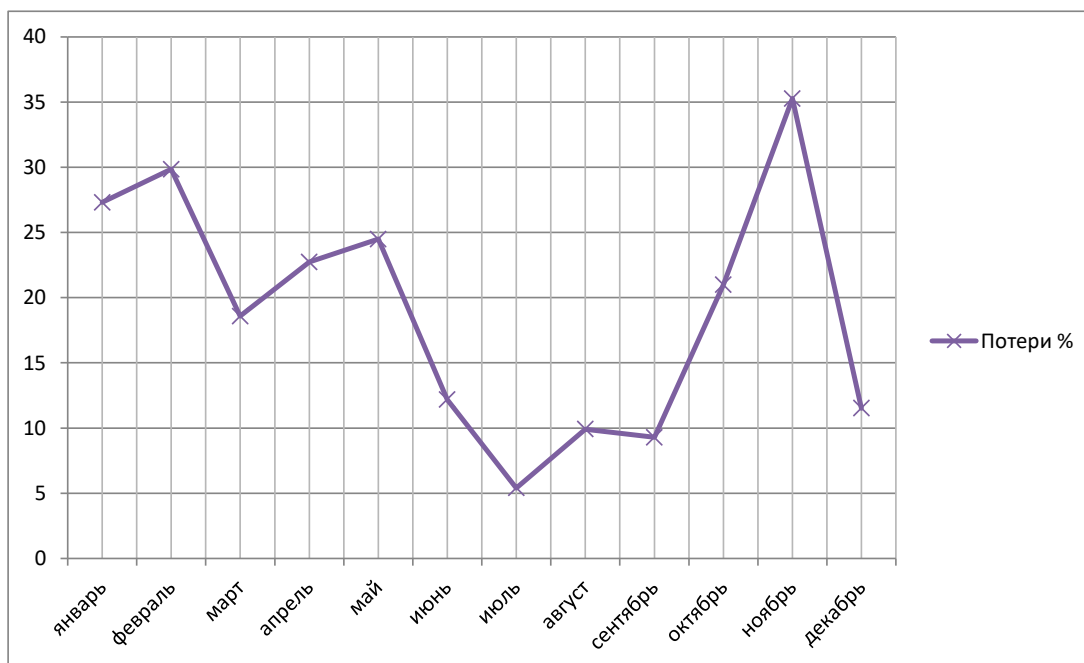


Рисунок 4.8 – Потери ЭЭ за 2022 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Из рисунка 4.8 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 5,4 до 35,26 %, т.е. примерно на уровне 2021 года.

Таблица 4.5 – Баланс ЭЭ за 2023 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Месяц года, п/п	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери	
	кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч	%
01	506400	380550	125850	24,85
02	456194	376968	79226	17,37
03	413887	393487	20400	4,93
04	392286	327006	65280	16,64
05	317452	260602	56850	17,91
06	228221	195683	32538	14,26
07	231994	184987	47007	20,26
08	244604	200405	44199	18,07
09	273364	223327	50037	18,3
10	356450	240406	116044	32,56
11	430934	357720	73214	16,99
12	518332	458414	59918	11,56
Итого за год	4370118	3599555	770563	17,63

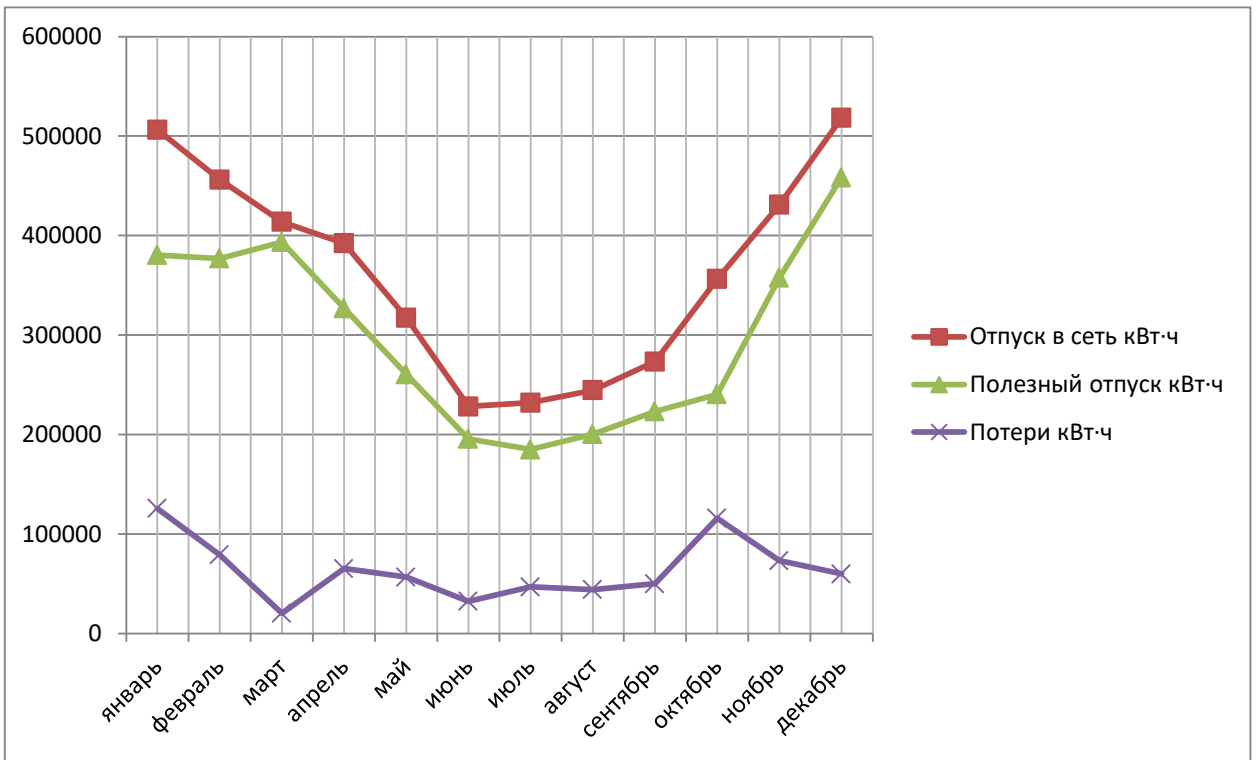


Рисунок 4.9 – Баланс ЭЭ за 2023 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

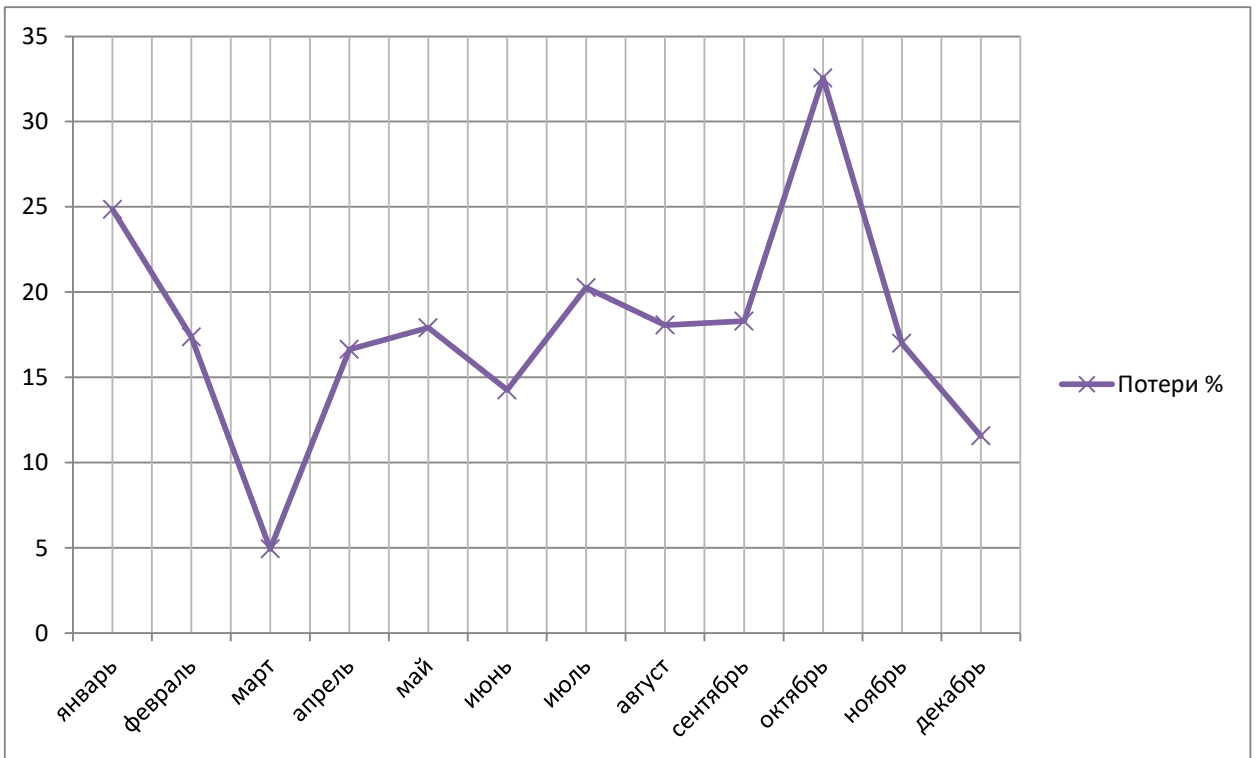


Рисунок 4.10 – Потери ЭЭ за 2023 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Из рисунка 4.10 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 4,93 до 32,56 %, т.е. примерно на уровне 2021-2022 гг., но очевидно, наметилась тенденция к постепенному снижению потерь.

Таблица 4.6 – Баланс ЭЭ с 2019 по 2023 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери	
	кВт·ч	кВт·ч	кВт·ч	%
2019	4039512	2928261	1111251	27,51
2020	3925012	2636994	1288018	32,82
2021	4193752	3256499	937253	22,35
2022	4259938	3397342	862596	20,25
2023	4370118	3599555	770563	17,63

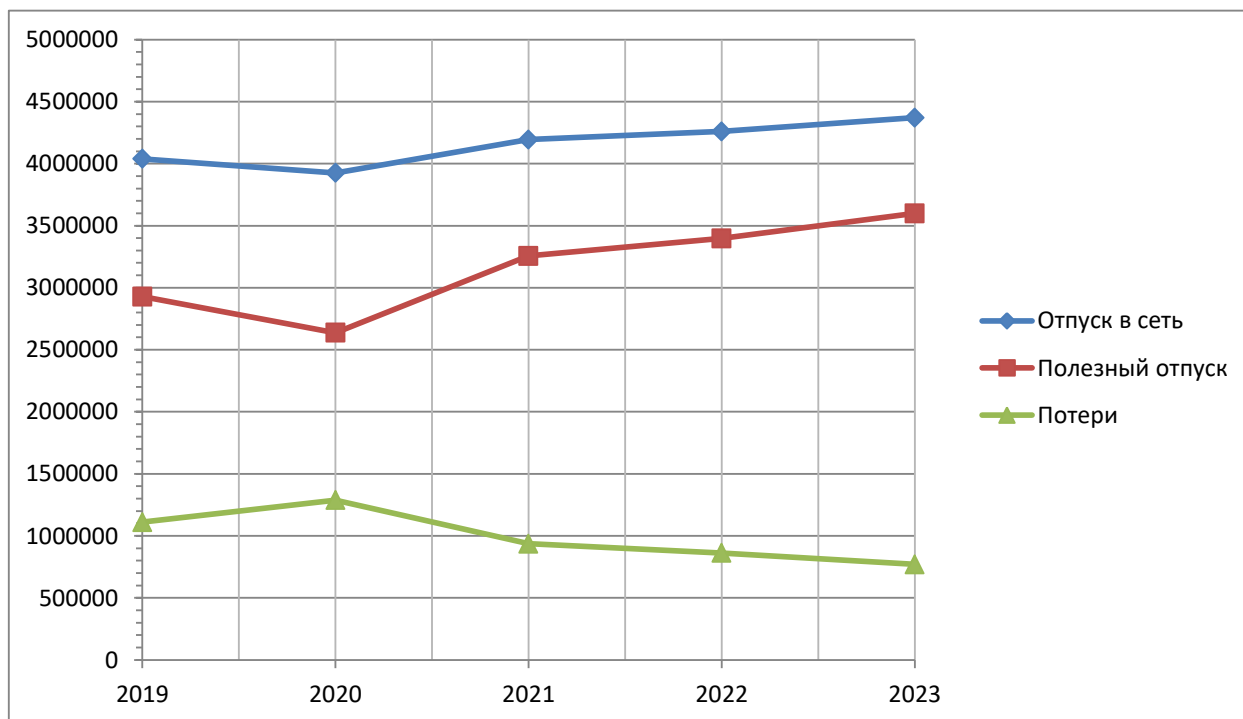


Рисунок 4.11 – Баланс ЭЭ с 2019 по 2023 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Из рисунка 4.11 следует, что в период действия системы АИСКУЭ с каждым годом при увеличении потребителей увеличивался и отпуск в сеть и полезный отпуск, но при этом потери ЭЭ имели тенденцию к уменьшению (нет резких всплесков в сторону увеличения), т.е. происходил закономерный процесс их снижения за счет действия системы АИСКУЭ.

Однако потери электроэнергии в рассматриваемой сети все еще являются достаточно высокими и поэтому одно лишь внедрение АИСКУЭ не приведет к еще большему снижению потерь. АИСКУЭ само по себе не приносит экономии, а является лишь одним из эффективных инструментов энергосбережения и выявления неадекватных потерь электроэнергии на различных участках сети.

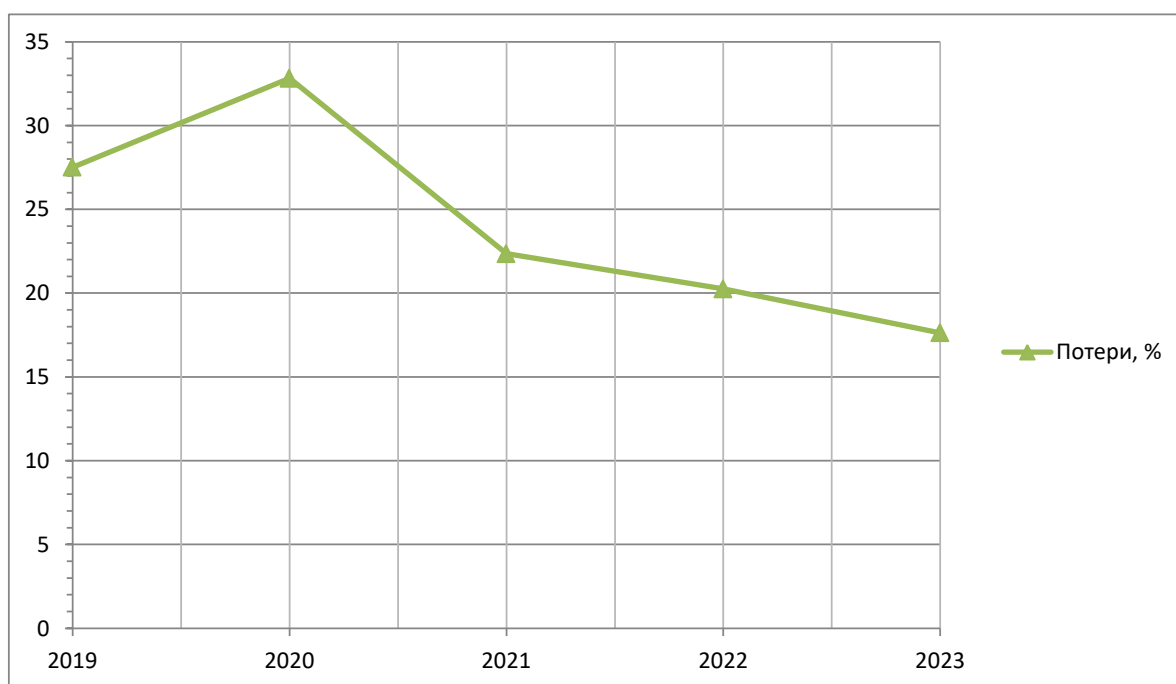


Рисунок 4.12 – Потери ЭЭ с 2019 по 2023 год по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

После установки АИСКУЭ в конце 2020 года потери ЭЭ в сети 0,4 кВ в 2021-2023 гг. в сумме от всех сетей ТП по фидеру 21-04 стали существенно меньше.

3 Практическая часть

3.1 Расчет технических потерь электроэнергии

Для расчета максимальной нагрузки используется выражение [15]:

$$P_{\max} = P_m \cdot n \cdot K_o, \quad (3.1)$$

где P_m – максимальная нагрузка одного дома;

n – количество домов на рассматриваемом участке линии;

K_o – коэффициент одновременности [18].

Согласно источнику [18, таблица 1.13] производится суммирование разнородных нагрузок (коммунально-бытовой и производственной) и находится расчетная нагрузка на шинах каждой ТП. Т.е. есть ТП, в которых нагрузку можно определять только через коэффициент одновременности, а есть ТП, для которых определяется добавка ΔP :

$$P_p = P_{\text{наиб}} + \Delta P, \quad (3.2)$$

где $P_{\text{наиб}}$ – наибольшая нагрузка из всех слагаемых в данном узле.

Составим список ТП, и отметим для каждой, у какой есть разнородные потребители, а у какой – только однородные, отличающиеся по установленной мощности менее, чем в 4 раза:

МТП 21-04-01 (250 кВА) «Клуб» – однородные потребители;

ЗТП 21-04-02 (2x400 кВА) «Школа» – разнородные потребители;

МТП 21-04-03 (100 кВА) «Ст. школа» – однородные потребители;

МТП 21-04-04 (250 кВА) «Магазин» – однородные потребители;

МТП 21-04-05 (100 кВА) «Почта» – однородные потребители;

КТП 21-04-06 (250 кВА) «РТМ» – разнородные потребители;

КТП 21-04-07 (250 кВА) «Панибратов» – однородные потребители;

МТП 21-04-08 (160 кВА) «с. Райково» – однородные потребители;

МТП 21-04-09 (100 кВА) «ул. Береговая» – однородные потребители;
КТП 21-04-12 (250 кВА) «Детсад» – Ф.1 – однородные потребители,
Ф.2–Ф.5 – разнородные потребители;

КТП 21-04-13 (250 кВА) «Хознужды» – однородные потребители;

МТП 21-04-14 (160 кВА) «Заготпункт» – однородные потребители;

КТП 21-04-15 (250 кВА) «Амбулатория» – однородные потребители.

Таким образом, в рассматриваемом районе большинство нагрузок являются однородными.

Расчеты потерь активной электроэнергии и потерь активной мощности произведем методом максимальных потерь [18].

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (3.3)$$

где

$$R_{\text{л}} = L_{\text{л}} \cdot r_0; \quad (3.4)$$

Потери активной ЭЭ:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau. \quad (3.5)$$

Мощности и ток каждого участка линий 0,4 кВ какой-либо ТП по фидеру 21-04:

$$S_p = P_p / \cos\varphi, \quad (3.6)$$

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}, \quad (3.7)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}. \quad (3.8)$$

Расчеты нагрузок по ТП, токов и мощностей линий 0,4 кВ [6], а также расчеты потерь сводим в таблицы 3.1-3.13. Затем оцениваем потери мощности в линиях 0,4 кВ от каждой ТП (таблицы 3.14-3.26), по схемам (см. рисунки 2.3-2.15).

Таблица 3.1 – Расчет нагрузок МТП 21-04-01 (250 кВА) «Клуб» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	С _р , кВА	Q _р , кВар	I _р , А
ф.1	19	20	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	18	19	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	17	18	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	16	17	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	15	16	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	14	15	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.1	13	14	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.1	12	13	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	11	12	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	10	11	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.1	9	10	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	9-4	9-5	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	9-3	9-4	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	9-2	9-3	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	9-1	9-2	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	9	9-1	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	8	9	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.1	8-3	8-4	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	8-2	8-3	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	8-1	8-2	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	8	8-1	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	5	8	21	0,288	315	90,72	97,548	35,855	148,214
ф.1	4	5	22	0,285	330	94,05	101,129	37,171	153,654
ф.1	ТП	4	23	0,283	345	97,64	104,984	38,588	159,511
ф.2	16	19	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	15	16	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	14	15	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	13	14	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.2	12	13	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	11	12	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.2	10	11	13	0,344	195	67,08	72,129	26,512	109,592
ф.2	9	10	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.2	8	9	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.2	4	8	17	0,308	255	78,54	84,452	31,041	128,315
ф.2	4	4-1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	2	4	18	0,302	270	81,54	87,677	32,227	133,216
ф.3	ТП	2	19	0,296	285	84,36	90,710	33,341	137,823
ф.3	1	5	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.3	1	1-3	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.3	ТП	1	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779

Таблица 3.2 – Расчет нагрузок ЗТП 21-04-02 (2х400 кВА) «Школа» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	ТП	СОШ	1	1	250	250,00	277,778	121,081	422,052
ф.2	ТП	Котельная	1	1	200	200,00	222,222	96,864	337,642
ф.3	ТП	Котельная	1	1	200	200,00	222,222	96,864	337,642
ф.4	ТП	Котельная	1	1	200	200,00	222,222	96,864	337,642

Таблица 3.3 – Расчет нагрузок МТП 21-04-03 (100 кВА) «Ст. школа» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	9	10	2	0,73	15	10,95	11,774	4,328	17,890
ф.1	8	9	4	0,56	30	16,80	18,065	6,64	27,447
ф.1	7	8	5	0,5	37,5	18,75	20,161	7,41	30,633
ф.1	6	7	7	0,43	52,5	22,58	24,274	8,922	36,882
ф.1	5	6	9	0,4	67,5	27,00	29,032	10,671	44,111
ф.1	4	5	10	0,38	75	28,50	30,645	11,264	46,562
ф.1	3	4	12	0,36	90	32,40	34,839	12,805	52,933
ф.1	2	3	13	0,344	97,5	33,54	36,065	13,256	54,796
ф.1	1.1	2	15	0,32	112,5	36,00	38,710	14,228	58,815
ф.1	1	1.1	16	0,314	120	37,68	40,516	14,892	61,560
ф.2	5-3	5-4	1	1	7,5	7,50	8,065	2,964	12,253
ф.2	5	5-3	2	0,73	15	10,95	11,774	4,328	17,890
ф.2	7	8	1	1	7,5	7,50	8,065	2,964	12,253
ф.2	5	7	2	0,73	15	10,95	11,774	4,328	17,890
ф.2	ТП	5	4	0,56	30	16,80	18,065	6,64	27,447
ф.3	16	17	2	0,73	15	10,95	11,774	4,328	17,890
ф.3	15	16	4	0,56	30	16,80	18,065	6,64	27,447
ф.3	14	15	6	0,47	45	21,15	22,742	8,359	34,554
ф.3	13	14	7	0,43	52,5	22,58	24,274	8,922	36,882
ф.3	12	13	9	0,4	67,5	27,00	29,032	10,671	44,111
ф.3	11	12	10	0,38	75	28,50	30,645	11,264	46,562
ф.3	10	11	12	0,36	90	32,40	34,839	12,805	52,933
ф.3	9	10	14	0,33	105	34,65	37,258	13,695	56,609
ф.3	8	9	15	0,32	112,5	36,00	38,710	14,228	58,815
ф.3	7	8	16	0,314	120	37,68	40,516	14,892	61,560
ф.3	6	7	17	0,308	127,5	39,27	42,226	15,52	64,157
ф.3	3	6	18	0,302	135	40,77	43,839	16,113	66,608
ф.3	1	3	20	0,29	150	43,50	46,774	17,192	71,068
ф.3	ТП	1	36	0,253	270	68,31	73,452	26,998	111,601

Таблица 3.4 – Расчет нагрузок МТП 21-04-04 (250 кВА) «Магазин» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	С _р , кВА	Q _р , кВар	I _р , А
ф.1	13	14	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	12	13	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	11	12	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	10	11	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	9	10	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	8	9	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	7	8	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	6	7	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	5	6	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.1	4	5	14	0,33	210	69,30	74,516	27,389	113,219
ф.1	3	4	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.1	ТП	3	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.2	14	15	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	12	14	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	11	12	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	10	11	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.2	9	10	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	8	9	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.2	7	8	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.2	6	7	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.2	5	6	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.2	5-6	5-7	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	5-5	5-6	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	5-4	5-5	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	5-3	5-4	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.2	5-2	5-3	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.2	5-1	5-2	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	5	5-1	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	4	5	18	0,302	270	81,54	87,677	32,227	133,216
ф.2	2	4	20	0,29	300	87,00	93,548	34,385	142,136
ф.2	ТП	2	22	0,285	330	94,05	101,129	37,171	153,654
ф.3	14	15	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.3	13	14	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.3	12	13	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.3	11	12	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.3	10	11	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.3	8	10	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.3	7	8	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.3	6	7	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.3	5	6	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.3	4	5	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.3	3	4	17	0,308	255	78,54	84,452	31,041	128,315
ф.3	2	3	19	0,296	285	84,36	90,710	33,341	137,823
ф.3	1	2	21	0,288	315	90,72	97,548	35,855	148,214
ф.3	17-18	1	22	0,285	330	94,05	101,129	37,171	153,654
ф.3	17-19	17-18	24	0,281	360	101,16	108,774	39,981	165,270
ф.3	ТП	17-19	25	0,278	375	104,25	112,097	41,202	170,318

Таблица 3.5 – Расчет нагрузок МТП 21-04-05 (100 кВА) «Почта» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	I _р , А
ф.1	12	13	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	10	12	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	9	10	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	8	9	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	8/1	8/2	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	8/1	8/3	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	8	8/1	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	7	8	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	6	7	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.1	5	6	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	4	5	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.1	3	4	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.1	1	3	14	0,33	210	69,30	74,516	27,389	113,219
ф.1	1	1/1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	ТП	1	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.3	ТП	1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506

Таблица 3.6 – Расчет нагрузок КТП 21-04-06 (250 кВА) «РТМ» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	Добавка, ΔP, кВт	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	I _р , А
ф.1	5	8	1	0	20	20,00	21,505	7,905	32,675
ф.1	4	5	2	12,5	60	72,50	77,957	28,654	118,447
ф.1	3	4	3	9,2	72,50	81,70	87,849	32,29	133,477
ф.1	3	3/1	1	0	20	20,00	21,505	7,905	32,675
ф.1	ТП	3	4	12,5	81,7	94,20	101,290	37,23	153,899
ф.2	2	3	1	0	40	40,00	43,011	15,809	65,350
ф.2	ТП	2	2	12,5	40	52,50	56,452	20,749	85,772

Таблица 3.7 – Расчет нагрузок КТП 21-04-07 (250 кВА) «Панибратов» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	22	23	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	21	22	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	20	21	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	18	20	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	17	18	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	16	17	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.1	16	16/1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	15	16	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.1	14	15	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	13	14	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.1	11	13	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.1	11/8	11/9	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	11/6	11/8	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	11/5	11/6	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	11/4	11/5	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	11/3	11/4	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	11/1	11/3	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.1	11	11/1	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.1	9	11	25	0,278	375	104,25	112,097	41,202	170,318
ф.1	8	9	26	0,276	390	107,64	115,742	42,542	175,857
ф.1	7	8	28	0,271	420	113,82	122,387	44,985	185,953
ф.1	6	7	29	0,269	435	117,02	125,823	46,247	191,173
ф.1	6/1	6/2	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	6	6/1	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	5	6	31	0,264	465	122,76	132,000	48,518	200,559
ф.1	5	5/1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	4	5	32	0,262	480	125,76	135,226	49,704	205,460
ф.1	ТП	4	34	0,257	510	131,07	140,935	51,802	214,136
ф.2	ТП	3	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506

Таблица 3.8 – Расчет нагрузок МТП 21-04-08 (160 кВА) «с. Райково» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К ₀	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	8	10	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	7	8	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	4	7	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	1	4	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	41(4)	1	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.1	36(9)	35(10)	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	37(8)	36(9)	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	39(6)	37(8)	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	40(5)	39(6)	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	41(4)	40(5)	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.1	42(3)	41(4)	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.1	43(2)	42(3)	17	0,308	255	78,54	84,452	31,041	128,315
ф.1	ТП	43(2)	18	0,302	270	81,54	87,677	32,227	133,216
ф.3	14	15	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.3	13	14	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.3	12	13	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.3	11	12	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.3	10	11	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.3	9	10	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.3	8	9	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.3	4	8	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.3	3	4	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.3	1	3	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.3	45(1)	46(2)	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.3	1	45(1)	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.3	ТП	1	21	0,288	315	90,72	97,548	35,855	148,214
ф.2	12	13	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	11	12	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	9	11	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.2	8	9	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	8-3	8-5	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	8-2	8-3	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.2	8-1	8-2	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	8	8-1	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.2	7	8	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.2	6	7	17	0,308	255	78,54	84,452	31,041	128,315
ф.2	6-2	6-3	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	6	6-2	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	5	6	20	0,29	300	87,00	93,548	34,385	142,136
ф.2	4	5	22	0,285	330	94,05	101,129	37,171	153,654
ф.2	4-4	4-5	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	4-3	4-4	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.2	4-2	4-3	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.2	4-1	4-2	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	4	4-1	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.2	4-1-1	4-1-3	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	4	4-1-1	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	1	4	32	0,262	480	125,76	135,226	49,704	205,460
ф.2	ТП	1	33	0,26	495	128,70	138,387	50,865	210,264

Таблица 3.9 – Расчет нагрузок МТП 21-04-09 (100 кВА) «ул. Береговая» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	30	31	2	0,73	15	10,95	11,774	4,328	17,890
ф.1	29	30	4	0,56	30	16,80	18,065	6,64	27,447
ф.1	28	29	6	0,47	45	21,15	22,742	8,359	34,554
ф.1	27	28	7	0,43	52,5	22,58	24,274	8,922	36,882
ф.1	26	27	8	0,418	60	25,08	26,968	9,912	40,974
ф.1	25	26	10	0,38	75	28,50	30,645	11,264	46,562
ф.1	24	25	12	0,36	90	32,40	34,839	12,805	52,933
ф.1	23	24	13	0,344	97,5	33,54	36,065	13,256	54,796
ф.1	22	23	14	0,33	105	34,65	37,258	13,695	56,609
ф.1	21	22	16	0,314	120	37,68	40,516	14,892	61,560
ф.1	20	21	18	0,302	135	40,77	43,839	16,113	66,608
ф.1	19	20	20	0,29	150	43,50	46,774	17,192	71,068
ф.1	18	19	21	0,288	157,5	45,36	48,774	17,927	74,107
ф.1	17	18	23	0,283	172,5	48,82	52,492	19,294	79,756
ф.1	16	17	24	0,281	180	50,58	54,387	19,99	82,635
ф.1	15	16	25	0,278	187,5	52,13	56,048	20,601	85,159
ф.1	14	15	27	0,274	202,5	55,49	59,661	21,929	90,649
ф.1	13	14	29	0,269	217,5	58,51	62,911	23,124	95,587
ф.1	12	13	30	0,267	225	60,08	64,597	23,743	98,148
ф.1	11	12	31	0,264	232,5	61,38	66,000	24,259	100,280
ф.1	10	11	33	0,26	247,5	64,35	69,194	25,433	105,132
ф.1	9	10	35	0,255	262,5	66,94	71,976	26,455	109,359
ф.1	8	9	37	0,25	277,5	69,38	74,597	27,419	113,341
ф.1	7	8	38	0,248	285	70,68	76,000	27,935	115,473
ф.1	6	7	39	0,246	292,5	71,96	77,371	28,438	117,556
ф.1	5	6	41	0,241	307,5	74,11	79,685	29,289	121,073
ф.1	4	5	41	0,241	307,5	74,11	79,685	29,289	121,073
ф.1	3	4	43	0,236	322,5	76,11	81,839	30,081	124,345
ф.1	2	3	43	0,236	322,5	76,11	81,839	30,081	124,345
ф.1	1	2	44	0,234	330	77,22	83,032	30,519	126,158
ф.1	ТП	1	44	0,234	330	77,22	83,032	30,519	126,158

Таблица 3.10 – Расчет нагрузок КТП 21-04-12 (250 кВА) «Детсад» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объ-ектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	17-14-2	17-14-1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	17-14-3	17-14-2	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	17-14-4	17-14-3	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	17-14-5	17-14-4	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	17-14-6	17-14-5	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	1	17-14-6	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	20	21	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	19	20	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	18	19	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	17	18	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	16	17	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	15	16	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	14	15	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	13	14	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	12	13	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.1	11	12	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.1	10	11	13	0,344	195	67,08	72,129	26,512	109,592
ф.1	9	10	14	0,33	210	69,30	74,516	27,389	113,219
ф.1	8	9	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.1	7	8	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.1	6	7	17	0,308	255	78,54	84,452	31,041	128,315
ф.1	5	6	19	0,296	285	84,36	90,710	33,341	137,823
ф.1	4	5	20	0,29	300	87,00	93,548	34,385	142,136
ф.1	3	4	21	0,288	315	90,72	97,548	35,855	148,214
ф.1	ТП	3	23	0,283	345	97,64	104,984	38,588	159,511
ф.2	ТП	Котельная	1	1	100	100,00	111,111	48,432	168,821
ф.3	ТП	Котельная	1	1	100	100,00	111,111	48,432	168,821
ф.4	ТП	Детсад	1	1	120	120,00	133,333	58,119	202,585
ф.5	ТП	Амбулатория	1	1	96	96,00	106,667	46,495	162,068

Таблица 3.11 – Расчет нагрузок КТП 21-04-13 (250 кВА) «Хознужды» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К ₀	Руст. объ-ектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
ф.1	1	2	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	ТП	1	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	3/2	3/3	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	3/1	3/2	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	3	3/1	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	5	6	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	4	5	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	3	4	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	ТП	3	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740

Таблица 3.12 – Расчет нагрузок МТП 21-04-14 (160 кВА) «Заготпункт» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К ₀	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	Sp, кВА	Q _р , кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ф.1	18	30	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	17	18	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	16	17	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	15	16	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.1	14	15	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	13	14	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.1	12	13	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.1	11	12	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.1	12/2	12/1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	12/2	12/3	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	11	12/2	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.1	10	11	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.1	9	10	16	0,314	240	75,36	81,032	29,784	123,119
ф.1	9	9/1	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.1	8	9	21	0,288	315	90,72	97,548	35,855	148,214
ф.1	7	8	22	0,285	330	94,05	101,129	37,171	153,654
ф.1	7/1	7/1/1	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	7/2	7/3	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.1	7/1	7/2	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.1	7	7/1	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.1	6	7	29	0,269	435	117,02	125,823	46,247	191,173
ф.1	5	6	30	0,267	450	120,15	129,194	47,486	196,295
ф.1	4	5	31	0,264	465	122,76	132,000	48,518	200,559
ф.1	3	4	33	0,26	495	128,70	138,387	50,865	210,264
ф.1	3	3/2	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.1	ТП	3	34	0,257	510	131,07	140,935	51,802	214,136
ф.2	24	25	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	22	24	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	21	22	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.2	20	21	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.2	19	20	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764

Окончание таблицы 3.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ф.2	16	19	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.2	16	16/1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	15	16	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.2	14	15	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.2	13	14	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.2	12	13	13	0,344	195	67,08	72,129	26,512	109,592
ф.2	11	12	14	0,33	210	69,30	74,516	27,389	113,219
ф.2	9	11	15	0,32	225	72,00	77,419	28,456	117,630
ф.2	7	9	18	0,302	270	81,54	87,677	32,227	133,216
ф.2	6	7	20	0,29	300	87,00	93,548	34,385	142,136
ф.2	5	6	22	0,285	330	94,05	101,129	37,171	153,654
ф.2	4	5	23	0,283	345	97,64	104,984	38,588	159,511
ф.2	4	4/1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	ТП	4	24	0,281	360	101,16	108,774	39,981	165,270

Таблица 3.13 – Расчет нагрузок КТП 21-04-15 (250 кВА) «Амбулатория» на стороне 0,4 кВ

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Кол-во потребителей	К _о	Руст. объектов, кВт	Р _р , кВт	С _р , кВА	Q _р , кВар	И _р , А
ф.4	17	18	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.4	16	17	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.4	15	16	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.4	14	15	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.4	13	14	5	0,5	75	37,50	40,323	14,821	61,266
ф.4	12	13	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.4	11	12	7	0,43	105	45,15	48,548	17,844	73,764
ф.4	10	11	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.4	9	10	9	0,4	135	54,00	58,065	21,342	88,222
ф.4	8	9	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.4	6	8	11	0,37	165	61,05	65,645	24,129	99,740
ф.4	6	6-1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.4	ТП	6	12	0,36	180	64,80	69,677	25,611	105,867
ф.1	ТП	1	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.2	6	7	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.2	5	6	4	0,56	60	33,60	36,129	13,28	54,894
ф.2	4	5	6	0,47	90	42,30	45,484	16,718	69,108
ф.2	3	4	8	0,418	120	50,16	53,935	19,825	81,949
ф.2	ТП	3	10	0,38	150	57,00	61,290	22,528	93,124
ф.3	17/4/4	17/4/5	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.3	17/4/3	17/4/4	1	1	15	15,00	16,129	5,928	24,506
ф.3	17/4/2	17/4/3	2	0,73	30	21,90	23,548	8,655	35,779
ф.3	17/4/1	17/4/2	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582
ф.3	ТП	17/4/1	3	0,62	45	27,90	30,000	11,027	45,582

Таблица 3.14 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-01 (250 кВА) «Клуб»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔРл, кВт	ΔWл, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	19	20	0,044	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,272	0,34	0,047	60,72
ф.1	18	19	0,044	35,779	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,857	0,49	0,100	129,20
ф.1	17	18	0,044	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,366	0,62	0,162	209,30
ф.1	16	17	0,044	54,894	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,849	0,75	0,235	303,62
ф.1	15	16	0,044	61,266	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,180	0,84	0,293	378,56
ф.1	14	15	0,038	69,108	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,098	0,82	0,322	416,02
ф.1	13	14	0,038	69,108	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,098	0,82	0,322	416,02
ф.1	12	13	0,048	73,764	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,176	1,10	0,464	599,49
ф.1	11	12	0,05	81,949	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,833	1,27	0,596	770,03
ф.1	10	11	0,048	88,222	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,995	1,31	0,663	856,60
ф.1	9	10	0,046	93,124	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,053	1,33	0,708	914,74
ф.1	9-4	9-5	0,05	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,445	0,38	0,053	68,48
ф.1	9-3	9-4	0,05	35,779	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,110	0,56	0,114	147,29
ф.1	9-2	9-3	0,05	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,688	0,71	0,185	239,02
ф.1	9-1	9-2	0,05	54,894	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,238	0,85	0,268	346,26
ф.1	9	9-1	0,05	61,266	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,613	0,95	0,333	430,24
ф.1	8	9	0,08	117,630	0,93	0,368	50	0,592	0,355	11,100	2,92	1,966	2540,07
ф.1	8-3	8-4	0,04	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,156	0,30	0,043	55,56
ф.1	8-2	8-3	0,04	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,151	0,57	0,148	191,22
ф.1	8-1	8-2	0,04	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,151	0,57	0,148	191,22
ф.1	8	8-1	0,04	54,894	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,590	0,68	0,214	276,49
ф.1	5	8	0,093	148,214	0,93	0,368	50	0,592	0,355	16,259	4,28	3,628	4687,38
ф.1	4	5	0,031	153,654	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,619	1,48	1,300	1679,60
ф.1	ТП	4	0,124	159,511	0,93	0,368	50	0,592	0,355	23,331	6,14	5,603	7239,08
ф.2	16	19	0,109	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,151	0,83	0,116	149,87

Окончание таблицы 3.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.2	15	16	0,06	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,173	0,84	0,178	229,98
ф.2	14	15	0,06	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,043	1,06	0,289	373,39
ф.2	13	14	0,06	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,433	1,43	0,522	674,42
ф.2	12	13	0,06	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,129	1,61	0,665	859,18
ф.2	11	12	0,06	88,222	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,824	2,06	1,083	1399,24
ф.2	10	11	0,06	109,592	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,719	2,56	1,671	2158,93
ф.2	9	10	0,06	117,630	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,432	2,75	1,925	2487,10
ф.2	8	9	0,06	123,119	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,919	2,87	2,109	2724,83
ф.2	4	8	0,16	128,315	0,93	0,368	50	0,592	0,355	24,217	6,37	4,679	6045,27
ф.2	4	4-1	0,04	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,156	0,30	0,043	55,56
ф.2	2	4	0,08	133,216	0,93	0,368	50	0,592	0,355	12,571	3,31	2,521	3257,13
ф.3	ТП	2	0,08	137,823	0,93	0,368	50	0,592	0,355	13,006	3,42	2,699	3487,11
ф.3	1	5	0,155	24,506	0,93	0,368	16	1,772	0,391	11,787	3,10	0,495	639,54
ф.3	1	1-3	0,079	24,506	0,93	0,368	16	1,772	0,391	6,008	1,58	0,252	325,58
ф.3	ТП	1	0,005	35,779	0,93	0,368	16	1,772	0,391	0,555	0,15	0,034	43,93
											ИТОГО	37,196	48057,23

Таблица 3.15 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от ЗТП 21-04-02 (2х400 кВА) «Школа»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
ф.1	ТП	СОШ	0,14	422,052	0,9	0,436	120	0,245	0,324	37,019	9,74	18,329	23681,07
ф.2	ТП	Котельная	0,1	337,642	0,9	0,436	95	0,299	0,332	24,200	6,37	10,226	13211,99
ф.3	ТП	Котельная	0,1	337,642	0,9	0,436	95	0,299	0,332	24,200	6,37	10,226	13211,99
ф.4	ТП	Котельная	0,1	337,642	0,9	0,436	95	0,299	0,332	24,200	6,37	10,226	13211,99
											ИТОГО	49,007	63317,04

Таблица 3.16 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-03 (100 кВА) «Ст. школа»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
ф.1	9	10	0,044	17,890	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,163	0,31	0,033	42,64
ф.1	8	9	0,044	27,447	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,785	0,47	0,077	99,48
ф.1	7	8	0,044	30,633	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,992	0,52	0,096	124,03
ф.1	6	7	0,044	36,882	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,399	0,63	0,139	179,59
ф.1	5	6	0,044	44,111	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,869	0,76	0,199	257,11
ф.1	4	5	0,044	46,562	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,028	0,80	0,221	285,53
ф.1	3	4	0,044	52,933	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,443	0,91	0,286	369,51
ф.1	2	3	0,044	54,796	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,564	0,94	0,306	395,35
ф.1	1.1	2	0,044	58,815	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,825	1,01	0,353	456,08
ф.1	1	1.1	0,044	61,560	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,004	1,05	0,387	500,00
ф.2	5-3	5-4	0,04	12,253	0,93	0,368	35	0,773	0,366	0,724	0,19	0,014	18,09
ф.2	5	5-3	0,135	17,890	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,570	0,94	0,100	129,20
ф.2	7	8	0,044	12,253	0,93	0,368	35	0,773	0,366	0,797	0,21	0,015	19,38
ф.2	5	7	0,088	17,890	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,327	0,61	0,065	83,98
ф.2	ТП	5	0,17	27,447	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,897	1,82	0,297	383,72
ф.3	16	17	0,043	17,890	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,137	0,30	0,032	41,34
ф.3	15	16	0,042	27,447	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,704	0,45	0,073	94,32
ф.3	14	15	0,04	34,554	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,043	0,54	0,111	143,41
ф.3	13	14	0,04	36,882	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,181	0,57	0,126	162,79
ф.3	12	13	0,04	44,111	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,608	0,69	0,180	232,56
ф.3	11	12	0,04	46,562	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,753	0,72	0,201	259,69
ф.3	10	11	0,042	52,933	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,286	0,87	0,273	352,72
ф.3	9	10	0,044	56,609	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,682	0,97	0,327	422,48
ф.3	8	9	0,041	58,815	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,564	0,94	0,329	425,07
ф.3	7	8	0,042	61,560	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,822	1,01	0,369	476,75
ф.3	6	7	0,042	64,157	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,983	1,05	0,401	518,09
ф.3	3	6	0,044	66,608	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,332	1,14	0,453	585,28
ф.3	1	3	0,048	71,068	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,042	1,33	0,562	726,10
ф.3	ТП	1	0,015	111,601	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,474	0,65	0,433	559,44
											ИТОГО	6,458	8343,74

Таблица 3.17 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-04 (250 кВА) «Магазин»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	13	14	0,04	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,449	0,38	0,056	72,35
ф.1	12	13	0,04	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,115	0,56	0,119	153,75
ф.1	11	12	0,04	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,695	0,71	0,193	249,36
ф.1	10	11	0,04	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,246	0,85	0,280	361,76
ф.1	9	10	0,04	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,622	0,95	0,348	449,62
ф.1	8	9	0,04	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,361	1,15	0,505	652,46
ф.1	7	8	0,04	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,845	1,28	0,623	804,92
ф.1	6	7	0,04	93,124	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,506	1,45	0,804	1038,77
ф.1	5	6	0,04	105,867	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,259	1,65	1,040	1343,68
ф.1	4	5	0,04	113,219	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,694	1,76	1,189	1536,19
ф.1	3	4	0,04	117,630	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,955	1,83	1,284	1658,93
ф.1	ТП	3	0,16	123,119	0,93	0,368	35	0,773	0,366	29,118	7,66	5,624	7266,21
ф.2	14	15	0,044	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,594	0,42	0,061	78,81
ф.2	12	14	0,044	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,327	0,61	0,131	169,25
ф.2	11	12	0,044	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,965	0,78	0,212	273,90
ф.2	10	11	0,044	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,985	1,05	0,383	494,84
ф.2	9	10	0,044	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,495	1,18	0,487	629,20
ф.2	8	9	0,044	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,797	1,26	0,555	717,06
ф.2	7	8	0,044	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,330	1,40	0,685	885,02
ф.2	6	7	0,044	93,124	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,057	1,59	0,885	1143,42
ф.2	5	6	0,044	99,740	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,487	1,71	1,015	1311,38
ф.2	5-6	5-7	0,044	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,594	0,42	0,061	78,81
ф.2	5-5	5-6	0,044	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,327	0,61	0,131	169,25
ф.2	5-4	5-5	0,044	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,965	0,78	0,212	273,90
ф.2	5-3	5-4	0,044	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,570	0,94	0,307	396,64

Окончание таблицы 3.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.2	5-2	5-3	0,044	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,985	1,05	0,383	494,84
ф.2	5-1	5-2	0,044	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,495	1,18	0,487	629,20
ф.2	5	5-1	0,044	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,495	1,18	0,487	629,20
ф.2	4	5	0,04	133,216	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,876	2,07	1,646	2126,63
ф.2	2	4	0,08	142,136	0,93	0,368	35	0,773	0,366	16,808	4,42	3,748	4842,42
ф.2	ТП	2	0,12	153,654	0,93	0,368	35	0,773	0,366	27,254	7,17	6,570	8488,44
ф.3	14	15	0,04	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,449	0,38	0,056	72,35
ф.3	13	14	0,04	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,115	0,56	0,119	153,75
ф.3	12	13	0,04	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,695	0,71	0,193	249,36
ф.3	11	12	0,04	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,246	0,85	0,280	361,76
ф.3	10	11	0,04	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,086	1,08	0,443	572,36
ф.3	8	10	0,04	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,361	1,15	0,505	652,46
ф.3	7	8	0,04	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,845	1,28	0,623	804,92
ф.3	6	7	0,04	93,124	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,506	1,45	0,804	1038,77
ф.3	5	6	0,04	105,867	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,259	1,65	1,040	1343,68
ф.3	4	5	0,04	117,630	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,955	1,83	1,284	1658,93
ф.3	3	4	0,04	128,315	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,587	2,00	1,527	1972,88
ф.3	2	3	0,04	137,823	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,149	2,14	1,762	2276,50
ф.3	1	2	0,04	148,214	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,763	2,31	2,038	2633,10
ф.3	17-18	1	0,04	153,654	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,085	2,39	2,190	2829,48
ф.3	17-19	17-18	0,04	165,270	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,772	2,57	2,534	3273,93
ф.3	ТП	17-19	0,04	170,318	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,070	2,65	2,691	3476,77
											ИТОГО	48,600	62791,200

Таблица 3.18 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-05 (100 кВА) «Почта»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔPл, кВт	ΔWл, кВт.ч
ф.1	12	13	0,038	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,376	0,36	0,053	68,48
ф.1	10	12	0,04	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,115	0,56	0,119	153,75
ф.1	9	10	0,039	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,628	0,69	0,188	242,90
ф.1	8	9	0,04	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,622	0,95	0,348	449,62
ф.1	8/1	8/2	0,036	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,304	0,34	0,050	64,60
ф.1	8/1	8/3	0,036	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,304	0,34	0,050	64,60
ф.1	8	8/1	0,011	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	0,741	0,20	0,053	68,48
ф.1	7	8	0,04	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,845	1,28	0,623	804,92
ф.1	6	7	0,04	88,222	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,216	1,37	0,722	932,82
ф.1	5	6	0,04	93,124	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,506	1,45	0,804	1038,77
ф.1	4	5	0,04	99,740	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,897	1,55	0,923	1192,52
ф.1	3	4	0,04	105,867	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,259	1,65	1,040	1343,68
ф.1	1	3	0,08	113,219	0,93	0,368	35	0,773	0,366	13,388	3,52	2,378	3072,38
ф.1	1	1/1	0,016	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	0,580	0,15	0,022	28,42
ф.1	ТП	1	0,014	117,630	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,434	0,64	0,449	580,11
ф.3	ТП	1	0,12	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,347	1,14	0,167	215,76
											ИТОГО	7,989	10321,79

Таблица 3.19 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от КТП 21-04-06 (250 кВА) «РТМ»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
ф.1	5	8	0,135	32,675	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,520	1,72	0,334	431,53
ф.1	4	5	0,045	118,447	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,879	2,07	1,464	1891,49
ф.1	3	4	0,045	133,477	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,878	2,34	1,859	2401,83
ф.1	3	3/1	0,06	32,675	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,898	0,76	0,149	192,51
ф.1	ТП	3	0,135	153,899	0,93	0,368	35	0,773	0,366	30,710	8,08	7,415	9580,18
ф.2	2	3	0,036	65,350	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,477	0,92	0,357	461,24
ф.2	ТП	2	0,046	85,772	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,832	1,54	0,785	1014,22
											ИТОГО	12,363	15973,00

Таблица 3.20 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от КТП 21-04-07 (250 кВА) «Панибратов»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
ф.1	22	23	0,04	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,156	0,30	0,043	55,56
ф.1	21	22	0,04	35,779	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,688	0,44	0,091	117,57
ф.1	20	21	0,04	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,151	0,57	0,148	191,22
ф.1	18	20	0,08	54,894	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,180	1,36	0,428	552,98
ф.1	17	18	0,04	61,266	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,891	0,76	0,267	344,96
ф.1	16	17	0,04	69,108	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,261	0,86	0,339	437,99
ф.1	16	16/1	0,12	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,469	0,91	0,128	165,38
ф.1	15	16	0,04	88,222	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,163	1,10	0,553	714,48
ф.1	14	15	0,04	93,124	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,394	1,16	0,616	795,87
ф.1	13	14	0,04	99,740	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,706	1,24	0,707	913,44
ф.1	11	13	0,08	105,867	0,93	0,368	50	0,592	0,355	9,990	2,63	1,592	2056,86
ф.1	11/8	11/9	0,035	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,012	0,27	0,037	47,80
ф.1	11/6	11/8	0,035	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,882	0,50	0,129	166,67
ф.1	11/5	11/6	0,035	61,266	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,529	0,67	0,233	301,04
ф.1	11/4	11/5	0,035	81,949	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,383	0,89	0,417	538,76
ф.1	11/3	11/4	0,035	93,124	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,845	1,01	0,539	696,39
ф.1	11/1	11/3	0,035	99,740	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,118	1,08	0,618	798,46
ф.1	11	11/1	0,04	105,867	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,995	1,31	0,796	1028,43
ф.1	9	11	0,07	170,318	0,93	0,368	50	0,592	0,355	14,063	3,70	3,606	4658,95
ф.1	8	9	0,035	175,857	0,93	0,368	50	0,592	0,355	7,260	1,91	1,922	2483,22
ф.1	7	8	0,035	185,953	0,93	0,368	50	0,592	0,355	7,677	2,02	2,149	2776,51
ф.1	6	7	0,035	191,173	0,93	0,368	50	0,592	0,355	7,893	2,08	2,272	2935,42
ф.1	6/1	6/2	0,04	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,156	0,30	0,043	55,56
ф.1	6	6/1	0,04	35,779	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,688	0,44	0,091	117,57
ф.1	5	6	0,038	200,559	0,93	0,368	50	0,592	0,355	8,990	2,37	2,715	3507,78
ф.1	5	5/1	0,048	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,739	0,46	0,067	86,56
ф.1	4	5	0,036	205,460	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,933	2,88	3,524	4553,01
ф.1	ТП	4	0,108	214,136	0,93	0,368	35	0,773	0,366	34,184	9,00	11,484	14837,33
ф.2	ТП	3	0,09	24,506	0,93	0,368	70	0,42	0,341	1,971	0,52	0,068	87,86
											ИТОГО	35,622	46023,62

Таблица 3.21 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-08 (160 кВА) «с. Райково»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	8	10	0,094	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,971	1,31	0,279	360,47
ф.1	7	8	0,047	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,167	0,83	0,226	291,99
ф.1	4	7	0,141	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	11,441	3,01	0,985	1272,62
ф.1	1	4	0,146	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	13,221	3,48	1,271	1642,13
ф.1	41(4)	1	0,039	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,984	1,05	0,432	558,14
ф.1	36(9)	35(10)	0,05	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,644	0,70	0,148	191,22
ф.1	37(8)	36(9)	0,05	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,057	1,07	0,349	450,91
ф.1	39(6)	37(8)	0,05	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,528	1,19	0,435	562,02
ф.1	40(5)	39(6)	0,05	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,452	1,44	0,631	815,25
ф.1	41(4)	40(5)	0,05	88,222	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,520	1,72	0,902	1165,38
ф.1	42(3)	41(4)	0,05	123,119	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,099	2,39	1,758	2271,34
ф.1	43(2)	42(3)	0,039	128,315	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,397	1,95	1,489	1923,79
ф.1	ТП	43(2)	0,04	133,216	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,876	2,07	1,646	2126,63
ф.3	14	15	0,041	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,485	0,39	0,057	73,64
ф.3	13	14	0,041	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,168	0,57	0,122	157,62
ф.3	12	13	0,041	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,762	0,73	0,198	255,82
ф.3	11	12	0,041	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,713	0,98	0,357	461,24
ф.3	10	11	0,041	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,188	1,10	0,454	586,57
ф.3	9	10	0,041	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,470	1,18	0,517	667,96
ф.3	8	9	0,041	88,222	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,347	1,41	0,740	956,08
ф.3	4	8	0,164	99,740	0,93	0,368	35	0,773	0,366	24,178	6,36	3,783	4887,64
ф.3	3	4	0,145	117,630	0,93	0,368	35	0,773	0,366	25,211	6,63	4,653	6011,68
ф.3	1	3	0,125	123,119	0,93	0,368	35	0,773	0,366	22,748	5,99	4,394	5677,05
ф.3	45(1)	46(2)	0,036	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,904	0,50	0,107	138,24
ф.3	1	45(1)	0,036	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,260	0,86	0,313	404,40

Окончание таблицы 3.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.3	ТП	1	0,048	148,214	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,516	2,77	2,445	3158,94
ф.2	12	13	0,038	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,010	0,53	0,113	146,00
ф.2	11	12	0,038	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,560	0,67	0,183	236,44
ф.2	9	11	0,076	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,882	1,81	0,662	855,30
ф.2	8	9	0,038	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,882	1,02	0,421	543,93
ф.2	8-3	8-5	0,039	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,063	0,54	0,116	149,87
ф.2	8-2	8-3	0,044	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,570	0,94	0,307	396,64
ф.2	8-1	8-2	0,048	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,903	1,29	0,532	687,34
ф.2	8	8-1	0,044	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,330	1,40	0,685	885,02
ф.2	7	8	0,04	123,119	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,279	1,92	1,406	1816,55
ф.2	6	7	0,042	128,315	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,966	2,10	1,604	2072,37
ф.2	6-2	6-3	0,04	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,115	0,56	0,119	153,75
ф.2	6	6-2	0,04	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,695	0,71	0,193	249,36
ф.2	5	6	0,047	142,136	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,874	2,60	2,202	2844,98
ф.2	4	5	0,047	153,654	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,675	2,81	2,573	3324,32
ф.2	4-4	4-5	0,046	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,433	0,64	0,137	177,00
ф.2	4-3	4-4	0,046	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,732	0,98	0,321	414,73
ф.2	4-2	4-3	0,046	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,166	1,10	0,400	516,80
ф.2	4-1	4-2	0,046	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,699	1,24	0,509	657,63
ф.2	4	4-1	0,073	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,959	2,09	0,921	1189,93
ф.2	4-1-1	4-1-3	0,073	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,644	0,70	0,102	131,78
ф.2	4	4-1-1	0,054	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,638	0,96	0,260	335,92
ф.2	1	4	0,054	205,460	0,93	0,368	35	0,773	0,366	16,400	4,32	5,286	6829,51
ф.2	ТП	1	0,054	210,264	0,93	0,368	35	0,773	0,366	16,783	4,42	5,536	7152,51
											ИТОГО	53,279	68836,468

Таблица 3.22 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-09 (100 кВА) «ул. Береговая»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔPл, кВт	ΔWл, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	30	31	0,045	17,890	0,93	0,368	50	0,592	0,355	0,950	0,25	0,026	33,59
ф.1	29	30	0,045	27,447	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,457	0,38	0,060	77,52
ф.1	28	29	0,045	34,554	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,834	0,48	0,095	122,74
ф.1	27	28	0,045	36,882	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,958	0,52	0,109	140,83
ф.1	26	27	0,045	40,974	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,175	0,57	0,134	173,13
ф.1	25	26	0,045	46,562	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,472	0,65	0,173	223,52
ф.1	24	25	0,045	52,933	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,810	0,74	0,224	289,41
ф.1	23	24	0,045	54,796	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,909	0,77	0,240	310,08
ф.1	22	23	0,045	56,609	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,005	0,79	0,256	330,75
ф.1	21	22	0,045	61,560	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,268	0,86	0,303	391,48
ф.1	20	21	0,045	66,608	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,536	0,93	0,355	458,66
ф.1	19	20	0,045	71,068	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,772	0,99	0,404	521,97
ф.1	18	19	0,045	74,107	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,934	1,04	0,439	567,19
ф.1	17	18	0,045	79,756	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,233	1,11	0,508	656,34
ф.1	16	17	0,045	82,635	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,386	1,15	0,546	705,43
ф.1	15	16	0,045	85,159	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,520	1,19	0,580	749,36
ф.1	14	15	0,045	90,649	0,93	0,368	50	0,592	0,355	4,812	1,27	0,657	848,84
ф.1	13	14	0,045	95,587	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,074	1,34	0,730	943,16
ф.1	12	13	0,045	98,148	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,210	1,37	0,770	994,84
ф.1	11	12	0,045	100,280	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,323	1,40	0,804	1038,77
ф.1	10	11	0,045	105,132	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,580	1,47	0,883	1140,84
ф.1	9	10	0,045	109,359	0,93	0,368	50	0,592	0,355	5,805	1,53	0,956	1235,15
ф.1	8	9	0,045	113,341	0,93	0,368	50	0,592	0,355	6,016	1,58	1,027	1326,88
ф.1	7	8	0,045	115,473	0,93	0,368	50	0,592	0,355	6,129	1,61	1,066	1377,27
ф.1	6	7	0,045	117,556	0,93	0,368	50	0,592	0,355	6,240	1,64	1,104	1426,37

Окончание таблицы 3.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	5	6	0,045	121,073	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,053	2,12	1,530	1976,76
ф.1	4	5	0,045	121,073	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,053	2,12	1,530	1976,76
ф.1	3	4	0,045	124,345	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,271	2,18	1,614	2085,29
ф.1	2	3	0,045	124,345	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,271	2,18	1,614	2085,29
ф.1	1	2	0,085	126,158	0,93	0,368	35	0,773	0,366	15,850	4,17	3,137	4053,00
ф.1	ТП	1	0,048	126,158	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,951	2,36	1,772	2289,42
											ИТОГО	23,646	30550,63

Таблица 3.23 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от КТП 21-04-12 (250 кВА) «Детсад»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	17-14-2	17-14-1	0,025	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	0,906	0,24	0,035	45,22
ф.1	17-14-3	17-14-2	0,042	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,830	0,75	0,202	260,98
ф.1	17-14-4	17-14-3	0,042	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,408	0,90	0,293	378,56
ф.1	17-14-5	17-14-4	0,042	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,803	1,00	0,366	472,87
ф.1	17-14-6	17-14-5	0,042	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,579	1,21	0,530	684,76
ф.1	1	17-14-6	0,042	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,579	1,21	0,530	684,76
ф.1	20	21	0,045	24,506	0,93	0,368	35	0,773	0,366	1,630	0,43	0,063	81,40
ф.1	19	20	0,045	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,380	0,63	0,134	173,13
ф.1	18	19	0,045	45,582	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,032	0,80	0,217	280,36
ф.1	17	18	0,045	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,651	0,96	0,314	405,69
ф.1	16	17	0,045	61,266	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,075	1,07	0,392	506,46
ф.1	15	16	0,045	73,764	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,906	1,29	0,568	733,86
ф.1	14	15	0,045	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	5,451	1,43	0,701	905,69
ф.1	13	14	0,045	93,124	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,194	1,63	0,905	1169,26

Окончание таблицы 3.23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	12	13	0,045	99,740	0,93	0,368	35	0,773	0,366	6,634	1,75	1,038	1341,10
ф.1	11	12	0,045	105,867	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,042	1,85	1,170	1511,64
ф.1	10	11	0,045	109,592	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,290	1,92	1,253	1618,88
ф.1	9	10	0,045	113,219	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,531	1,98	1,338	1728,70
ф.1	8	9	0,045	117,630	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,824	2,06	1,444	1865,65
ф.1	7	8	0,045	123,119	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,189	2,16	1,582	2043,94
ф.1	6	7	0,045	128,315	0,93	0,368	35	0,773	0,366	8,535	2,25	1,718	2219,66
ф.1	5	6	0,045	137,823	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,167	2,41	1,982	2560,74
ф.1	4	5	0,045	142,136	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,454	2,49	2,108	2723,54
ф.1	3	4	0,045	148,214	0,93	0,368	35	0,773	0,366	9,858	2,59	2,292	2961,26
ф.1	ТП	3	0,045	159,511	0,93	0,368	35	0,773	0,366	10,610	2,79	2,655	3430,26
ф.2	ТП	Котельная	0,02	168,821	0,9	0,436	35	0,773	0,366	5,001	1,32	1,322	1708,02
ф.3	ТП	Котельная	0,02	168,821	0,9	0,436	35	0,773	0,366	5,001	1,32	1,322	1708,02
ф.4	ТП	Детсад	0,022	202,585	0,9	0,436	35	0,773	0,366	6,602	1,74	2,094	2705,45
ф.5	ТП	Амбулатория	0,018	162,068	0,9	0,436	25	1,146	0,377	6,042	1,59	1,625	2099,50
											ИТОГО	30,193	39009,36

Таблица 3.24 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от КТП 21-04-13 (250 кВА) «Хознужды»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
ф.1	1	2	0,06	54,894	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,885	1,02	0,321	414,73
ф.1	ТП	1	0,07	81,949	0,93	0,368	120	0,245	0,324	3,447	0,91	0,346	447,03
ф.1	3/2	3/3	0,042	35,779	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,773	0,47	0,095	122,74
ф.1	3/1	3/2	0,042	45,582	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,258	0,59	0,155	200,26
ф.1	3	3/1	0,042	61,266	0,93	0,368	50	0,592	0,355	3,035	0,80	0,280	361,76
ф.1	5	6	0,04	35,779	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,688	0,44	0,091	117,57
ф.1	4	5	0,04	54,894	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,590	0,68	0,214	276,49
ф.1	3	4	0,04	61,266	0,93	0,368	50	0,592	0,355	2,891	0,76	0,267	344,96
ф.1	ТП	3	0,052	99,740	0,93	0,368	50	0,592	0,355	6,118	1,61	0,919	1187,35
											ИТОГО	2,688	3472,90

Таблица 3.25 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от МТП 21-04-14 (160 кВА) «Заготпункт»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода СИП, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	18	30	0,045	35,779	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,222	0,32	0,076	98,19
ф.1	17	18	0,045	54,894	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,874	0,49	0,179	231,27
ф.1	16	17	0,045	61,266	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,092	0,55	0,223	288,12
ф.1	15	16	0,045	69,108	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,359	0,62	0,284	366,93
ф.1	14	15	0,045	73,764	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,518	0,66	0,323	417,32
ф.1	13	14	0,045	81,949	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,798	0,74	0,399	515,51
ф.1	12	13	0,045	88,222	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	3,012	0,79	0,462	596,90
ф.1	11	12	0,045	93,124	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	3,179	0,84	0,515	665,38
ф.1	12/2	12/1	0,05	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,930	0,25	0,040	51,68
ф.1	12/2	12/3	0,05	35,779	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,357	0,36	0,084	108,53
ф.1	11	12/2	0,034	61,266	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,580	0,42	0,168	217,06
ф.1	10	11	0,045	117,630	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	4,016	1,06	0,822	1062,02
ф.1	9	10	0,045	123,119	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	4,204	1,11	0,900	1162,80
ф.1	9	9/1	0,035	45,582	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,210	0,32	0,096	124,03
ф.1	8	9	0,045	148,214	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	5,060	1,33	1,305	1686,06
ф.1	7	8	0,045	153,654	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	5,246	1,38	1,402	1811,38
ф.1	7/1	7/1/1	0,032	35,779	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,869	0,23	0,054	69,77
ф.1	7/2	7/3	0,05	35,779	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,357	0,36	0,084	108,53
ф.1	7/1	7/2	0,045	54,894	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,874	0,49	0,179	231,27
ф.1	7	7/1	0,045	73,764	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,518	0,66	0,323	417,32
ф.1	6	7	0,045	191,173	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	6,527	1,72	2,171	2804,93
ф.1	5	6	0,045	196,295	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	6,702	1,76	2,289	2957,39
ф.1	4	5	0,045	200,559	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	6,847	1,80	2,389	3086,59
ф.1	3	4	0,045	210,264	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	7,179	1,89	2,626	3392,79

Окончание таблицы 3.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ф.1	3	3/2	0,045	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,837	0,22	0,036	46,51
ф.1	ТП	3	0,048	214,136	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	7,798	2,05	2,905	3753,26
ф.2	24	25	0,05	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,930	0,25	0,040	51,68
ф.2	22	24	0,05	35,779	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,357	0,36	0,084	108,53
ф.2	21	22	0,05	45,582	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,729	0,46	0,137	177,00
ф.2	20	21	0,05	61,266	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,324	0,61	0,248	320,42
ф.2	19	20	0,05	73,764	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,798	0,74	0,359	463,83
ф.2	16	19	0,05	81,949	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	3,109	0,82	0,443	572,36
ф.2	16	16/1	0,038	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,707	0,19	0,030	38,76
ф.2	15	16	0,05	93,124	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	3,533	0,93	0,572	739,02
ф.2	14	15	0,05	99,740	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	3,784	1,00	0,657	848,84
ф.2	13	14	0,05	105,867	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	4,016	1,06	0,740	956,08
ф.2	12	13	0,05	109,592	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	4,157	1,09	0,793	1024,56
ф.2	11	12	0,05	113,219	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	4,295	1,13	0,846	1093,03
ф.2	9	11	0,05	117,630	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	4,462	1,17	0,913	1179,60
ф.2	7	9	0,05	133,216	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	5,054	1,33	1,171	1512,93
ф.2	6	7	0,05	142,136	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	5,392	1,42	1,333	1722,24
ф.2	5	6	0,05	153,654	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	5,829	1,53	1,558	2012,94
ф.2	4	5	0,05	159,511	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	6,051	1,59	1,679	2169,27
ф.2	4	4/1	0,019	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,353	0,09	0,015	19,38
ф.2	ТП	4	0,05	165,270	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	6,270	1,65	1,803	2329,48
											ИТОГО	33,755	43611,460

Таблица 3.26 – Расчеты потерь в линиях напряжением 0,4 кВ, отходящих от КТП 21-04-15 (250 кВА) «Амбулатория»

Линия	Начало сегмента	Конец сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔРл, кВт	ΔWл, кВт.ч
ф.4	17	18	0,035	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,651	0,17	0,028	36,18
ф.4	16	17	0,035	35,779	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,950	0,25	0,059	76,23
ф.4	15	16	0,035	45,582	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,210	0,32	0,096	124,03
ф.4	14	15	0,035	54,894	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,458	0,38	0,139	179,59
ф.4	13	14	0,035	61,266	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,627	0,43	0,173	223,52
ф.4	12	13	0,035	69,108	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,835	0,48	0,221	285,53
ф.4	11	12	0,035	73,764	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	1,959	0,52	0,251	324,29
ф.4	10	11	0,035	81,949	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,176	0,57	0,310	400,52
ф.4	9	10	0,035	88,222	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,343	0,62	0,360	465,12
ф.4	8	9	0,035	93,124	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,473	0,65	0,401	518,09
ф.4	6	8	0,035	99,740	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	2,649	0,70	0,460	594,32
ф.4	6	6-1	0,035	24,506	0,93	0,368	70	0,44	0,0785	0,651	0,17	0,028	36,18
ф.4	ТП	6	0,12	105,867	0,93	0,368	70	0,42	0,341	11,352	2,99	1,695	2189,94
ф.1	ТП	1	0,043	24,506	0,93	0,368	50	0,592	0,355	1,243	0,33	0,046	59,43
ф.2	6	7	0,041	35,779	0,93	0,368	35	0,773	0,366	2,168	0,57	0,122	157,62
ф.2	5	6	0,041	54,894	0,93	0,368	35	0,773	0,366	3,327	0,88	0,287	370,80
ф.2	4	5	0,041	69,108	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,188	1,10	0,454	586,57
ф.2	3	4	0,041	81,949	0,93	0,368	35	0,773	0,366	4,966	1,31	0,639	825,59
ф.2	ТП	3	0,051	93,124	0,93	0,368	35	0,773	0,366	7,020	1,85	1,026	1325,59
ф.3	17/4/4	17/4/5	0,05	24,506	0,93	0,368	70	0,42	0,341	1,095	0,29	0,038	49,10
ф.3	17/4/3	17/4/4	0,05	24,506	0,93	0,368	70	0,42	0,341	1,095	0,29	0,038	49,10
ф.3	17/4/2	17/4/3	0,05	35,779	0,93	0,368	70	0,42	0,341	1,599	0,42	0,081	104,65
ф.3	17/4/1	17/4/2	0,05	45,582	0,93	0,368	70	0,42	0,341	2,037	0,54	0,131	169,25
ф.3	ТП	17/4/1	0,029	45,582	0,93	0,368	70	0,42	0,341	1,181	0,31	0,076	98,19
											ИТОГО	7,159	9249,43

Таким образом, суммарные потери в линиях 0,4 кВ составят в соответствии с таблицами 3.14-3.26:

$$P_{\text{сумм.0,4кВ}} = 37,196+49,007+6,458+48,600+7,989+12,363+35,622+53,279+23,646+30,193+2,688+33,755+7,159= 347,955 \text{ кВт.}$$

Число часов максимальной нагрузки (преобладает коммунально-бытовая) [18]:

$$T_M = 2600 \text{ ч.}$$

Тогда время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_M / 10000)^2 \cdot 8760, \quad (3.8)$$

$$\tau = (0,124 + 2600/10000)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ ч.}$$

Технические потери ЭЭ в линиях 0,4 кВ:

$$\Delta W_{\text{ТЕХ}2023} = \Delta W_{\text{Л}2023} = 347,955 * 1292 = 449558 \text{ кВт.ч.}$$

Технические потери ЭЭ в сетях 0,4 кВ в процентном соотношении относительно общего отпуска в сеть, при условии, что общее количество потребителей в сетях практически не изменилось:

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2019 \text{ г.}) = 449558 / 4039512 * 100 = 11,13 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2020 \text{ г.}) = 449558 / 3925012 * 100 = 11,45 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2021 \text{ г.}) = 449558 / 4193752 * 100 = 10,72 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2022 \text{ г.}) = 449558 / 4259938 * 100 = 10,55 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2023 \text{ г.}) = 449558 / 4370118 * 100 = 10,29 \text{ \%}.$$

3.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии и анализ эффективности внедрения АИСКУЭ

Определим коммерческие потери ЭЭ:

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2019 \text{ г.}) = 1111251 - 449558 = 661693 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2020 \text{ г.}) = 1288018 - 449558 = 838460 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2021 \text{ г.}) = 937253 - 449558 = 487695 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2022 \text{ г.}) = 862596 - 449558 = 413038 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2023 \text{ г.}) = 770563 - 449558 = 321005 \text{ кВт.ч.}$$

Коммерческие потери ЭЭ в сети в сумме от всех ТП по фидеру 21-04, в %:

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2019 \text{ г.}) = 661693 / 4039512 * 100 = 16,38 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2020 \text{ г.}) = 838460 / 3925012 * 100 = 21,36 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2021 \text{ г.}) = 487695 / 4193752 * 100 = 11,63 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2022 \text{ г.}) = 413038 / 4259938 * 100 = 9,70 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2023 \text{ г.}) = 321005 / 4370118 * 100 = 7,35 \text{ \%}.$$

График баланса ЭЭ по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04 и графики потерь по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04 представлены на рис.5.1-5.2.

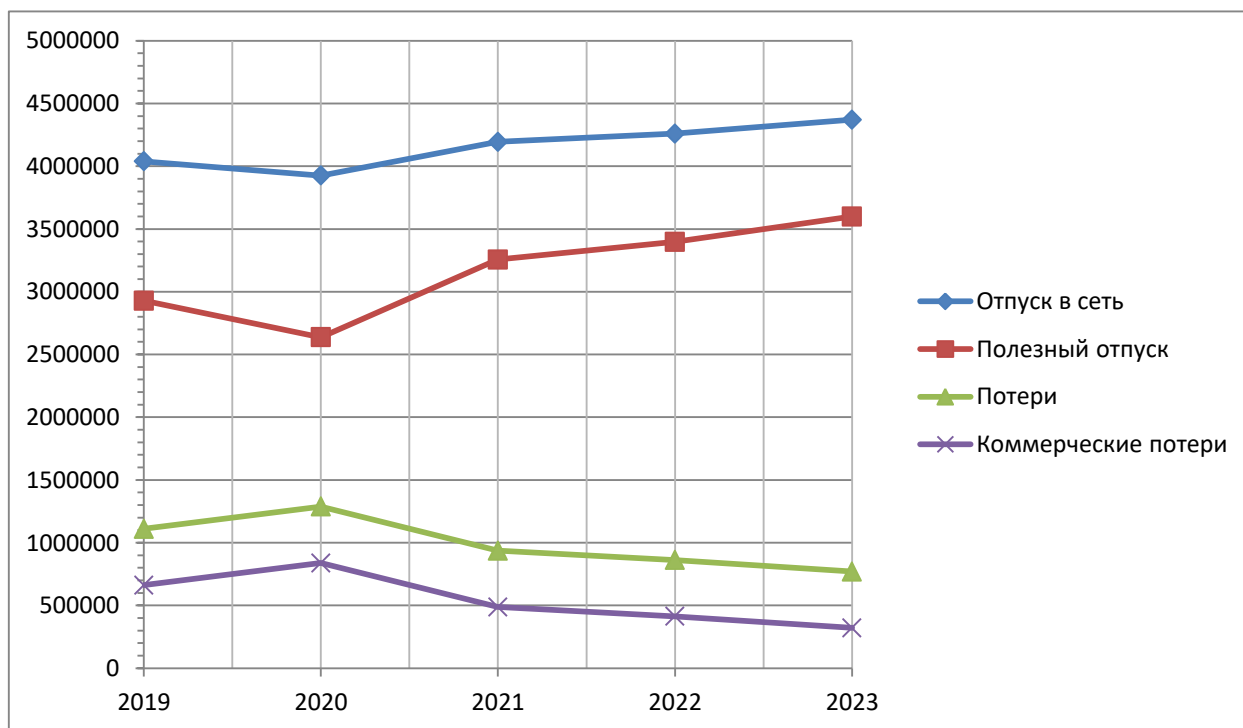


Рисунок 5.1 – Годовой график баланса ЭЭ по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

Из графиков видно, что после установки АИСКУЭ в 2020 году, коммерческие потери существенно сократились, значит, установка АИСКУЭ эффективно предотвращает хищения ЭЭ.

В 2021 году тариф для коммунально-бытовых и приравненных к ним потребителей составлял 2,27 руб., в 2022 году – 2,30 руб., в 2023 году – 2,54 руб. для Республики Хакасия.

Тогда экономия составит:

$$E_{2021} = (838460 - 487695) * 2,27 = 796237 \text{ руб.};$$

$$E_{2022} = (838460 - 413038) * 2,30 = 978471 \text{ руб.};$$

$$E_{2023} = (838460 - 321005) * 2,54 = 1314336 \text{ руб.}$$

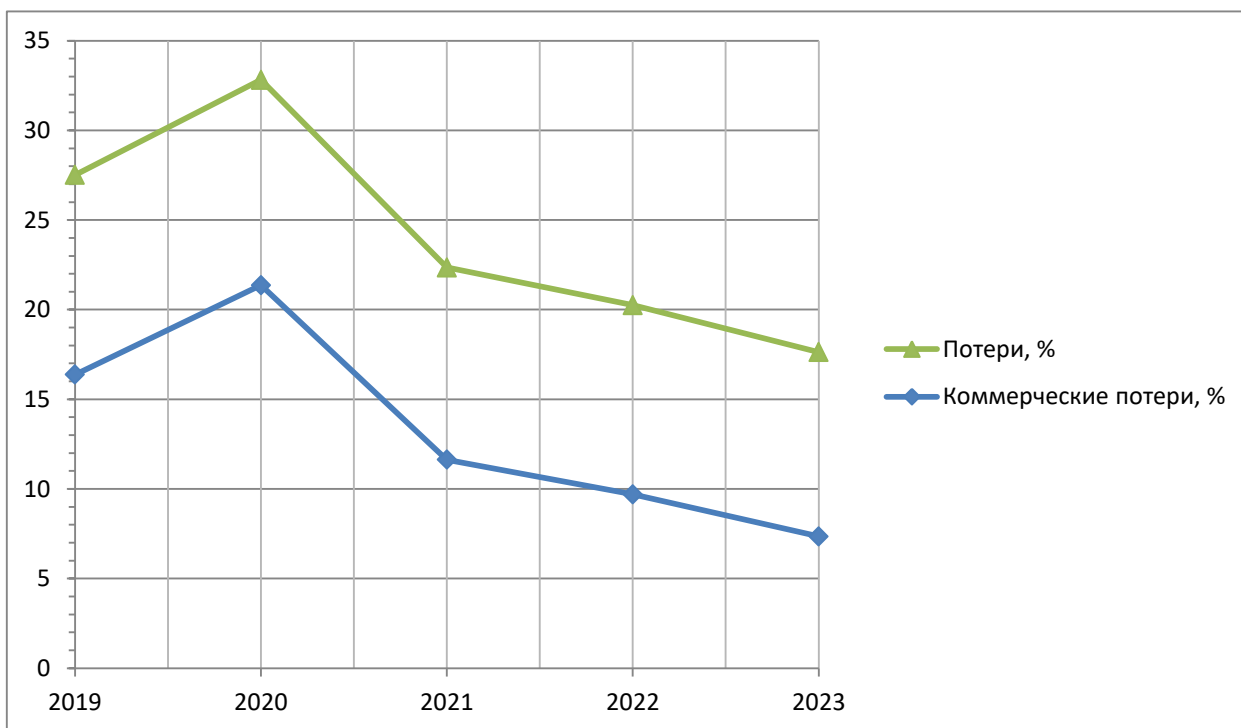


Рисунок 5.2 – Годовой график потерь ЭЭ по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04

По данным проекта по созданию АИСКУЭ на электросетевых объектах по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04, полная стоимость внедрения АИСКУЭ составляет 5600000 руб.

Для расчета срока окупаемости принимаем среднюю экономию за 2020-2022 гг.:

$$E_{\text{ср}} = (796237 + 978471 + 1314336) / 3 = 1029681 \text{ руб.}$$

$$T_{\text{ОК}} = 5600000 / 1029681 = 5,4 \text{ года.}$$

Таким образом, внедрение АИСКУЭ на электросетевых объектах по сети 0,4 кВ в сумме от всех ТП по фидеру 21-04 имеет срок окупаемости 5,4 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы над ВКР выполнен анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ Райково ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго» и решены следующие задачи:

- рассмотрены основные понятия, касающиеся АИСКУЭ, а также общие сведения, причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии, а также мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях;

- произведен анализ потребления электроэнергии и потерь по линиям 0,4 кВ от каждой ТП, анализ динамики этих величин;

- произведен расчет технических и коммерческих потерь мощности и электроэнергии,

- выполнен анализ их динамики с учетом изменения конфигурации (расширения) электрической сети низкого напряжения при увеличении числа потребителей.

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенные методики расчета и анализа динамики потребления электроэнергии и ее потерь могут быть полезны для разработки мероприятий по экономии электроэнергии и снижения потерь в сетях аналогичной конфигурации, в том числе с использованием инструмента АИСКУЭ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. АИИС КУЭ – комплексная система учета : сайт / Омскэнерго. – URL: <https://oskenergo.ru/articles/sistema-ucheta-elektroenergii-aiis-kue/> (дата обращения 30.05.2024).
2. Герасименко, А. А., Федин, В. Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 715 с.
3. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ «ЭНАС», 2005. – 277 с.
4. Железко Ю. С., Шаров Ю. В., Зарудский Г. К., Сипачева О. В., Шведов Г. В. Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование / уч. пособие. – М.: ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007. – 128 с.
5. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии, реактивная мощность, качество электроэнергии // Руководство для практических расчётов. – М.: Издательство НЦ «ЭНАС», 2009. – 455 с.
6. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 254 с.
7. Потери электроэнергии в электрических сетях : сайт / АСУТП. – URL: <https://asutpp.ru.turbopages.org/s/asutpp.ru/poteri-jelektrojenergii-v-jelektricheskikh-setjah.html> (дата обращения 30.05.2024).
8. ГОСТ 31818.11-2012. Счетчики электрической энергии электронные : введен впервые : дата введения 2012-06-30 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/603253367> (дата обращения: 30.05.2024).
9. ГОСТ Р 52320-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии : введен впервые : дата введения 2005-07-28 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/235435453> (дата обращения: 30.05.2024).

10. ГОСТ Р 52321-2005. (МЭК 62053-11:2003). Группа П32. Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока Частные требования Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии. Классов точности 0,5; 1 и 2 : введен впервые : дата введения 2005-01-19 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/453336434> (дата обращения: 30.05.2024).

11. Федеральный закон "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009 N 261-ФЗ.

12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М. : ЭНЕРГИЯ, 2013. – 348 с.

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : ЭНЕРГИЯ, 2013. – 332 с.

14. Правила устройства электроустановок : утверждены Министерством энергетики Российской Федерации. – М. : Проспект, 2019. – 831 с.

15. СП 256.1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа : введен впервые : дата введения 2016-05-24 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/35737737> (дата обращения: 30.05.2024).

16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

17. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - М.: ПАО «Россети». - 2017. – 196 с.

18. Костюченко, Л.П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. -3-е изд., испр. и доп. - Красноярск, 2016. - 264 с.

19. Лещинская Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства/ Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов – М.: Изд-во БИБКМ – ТРАНСЛОГ, 2015. – 455 с.

20. РД 34.20.178-81. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения : введен

впервые : дата введения 1982-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/783454,3455> (дата обращения: 30.05.2024).

21. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей : введен впервые : дата введения 1994-06-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/3473734733> (дата обращения: 30.05.2024).

22. ГОСТ 31819.21-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2 : введен впервые : дата введения 2012-03-20 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/603253367> (дата обращения: 30.05.2024).

23. Александров, Н. В. Особенности эксплуатации сельских электрических сетей : сайт / Киберленинка. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-ekspluatatsii-selskih-elektricheskikh-setey> (дата обращения 30.05.2024).

24. Счетчик электроэнергии однофазный многотарифный СЕ208-С4 : сайт / Энергомера. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce208c4_spodes (дата обращения 30.05.2024).

25. Счетчик электроэнергии однофазный многотарифный СЕ308-S31 : сайт / Энергомера. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce308s31_spodes (дата обращения 30.05.2024).

26. АСКУЭ. Варианты построения. Каталог фирмы «Энергомера» : сайт / Энергомера. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/catalog/energomera_catalog_askue_8680.pdf (дата обращения 30.05.2024).

27. АСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN : сайт / Энергомера. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/askue/variants/askue_lora (дата обращения 30.05.2024).

28. АСКУЭ на базе канала связи LoRa : сайт / ВК. – URL: https://vk.com/@energo_spec_askue-na-baze-kanala-svyazi-lr (дата обращения 30.05.2024).

29. Руководство пользователя счетчиков СЕ208, СЕ308 : сайт / Энергомера. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/product/ce208_ce308_v9_x_10_x_spds_gp.pdf (дата обращения 30.05.2024).

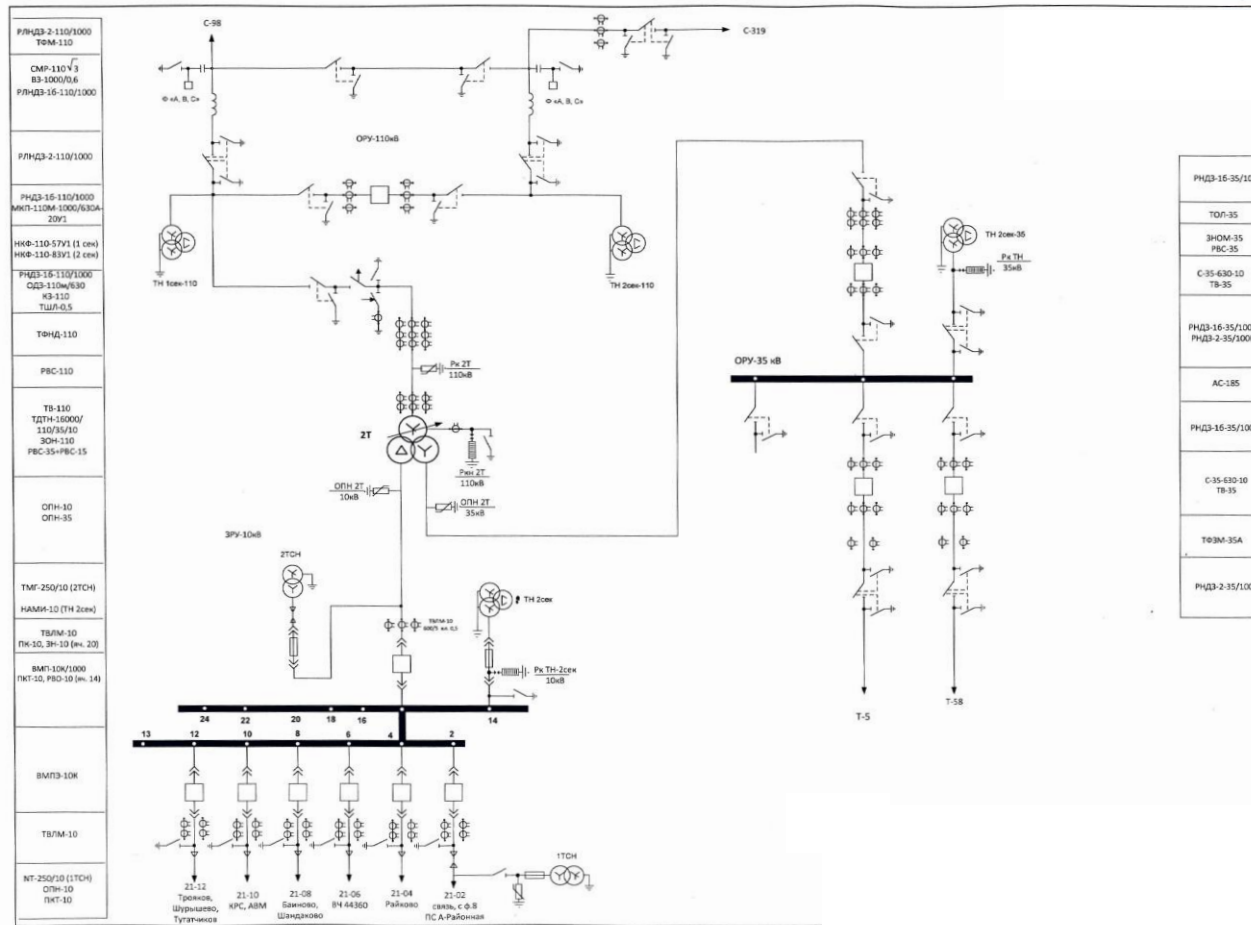
30. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 28.04.2023) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг...». – Москва : Проспект, 2017. – 61 с.

31. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений». – Москва : Проспект, 2019. – 54 с.

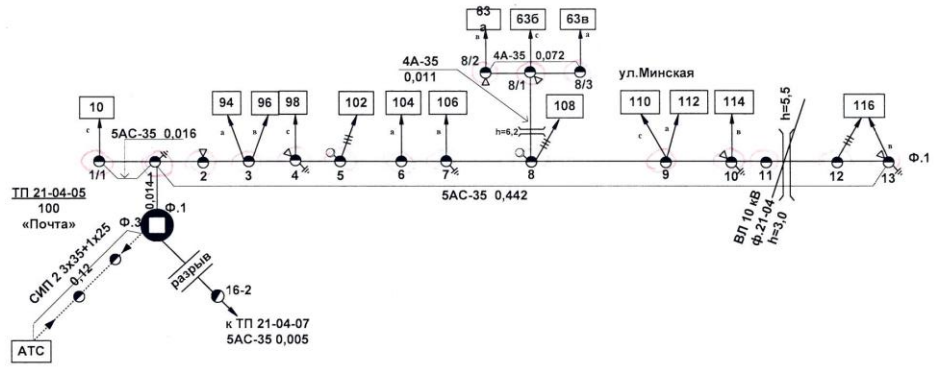
32. Приказ Минэнерго России № 1272 от 30.11.2022 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляемой публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания – Россети» с использованием объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих публичному акционерному обществу «Федеральная сетевая компания – Россети» на праве собственности или ином законном основании, на 2023 год» . – Москва : Проспект, 2018. – 84 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

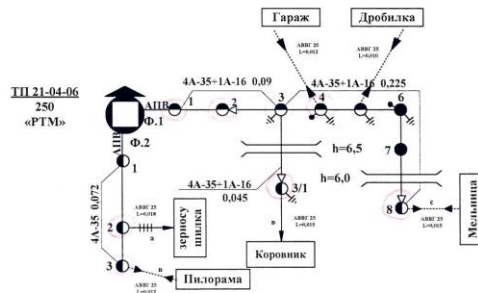
Однолинейная схема ПС «Райково»



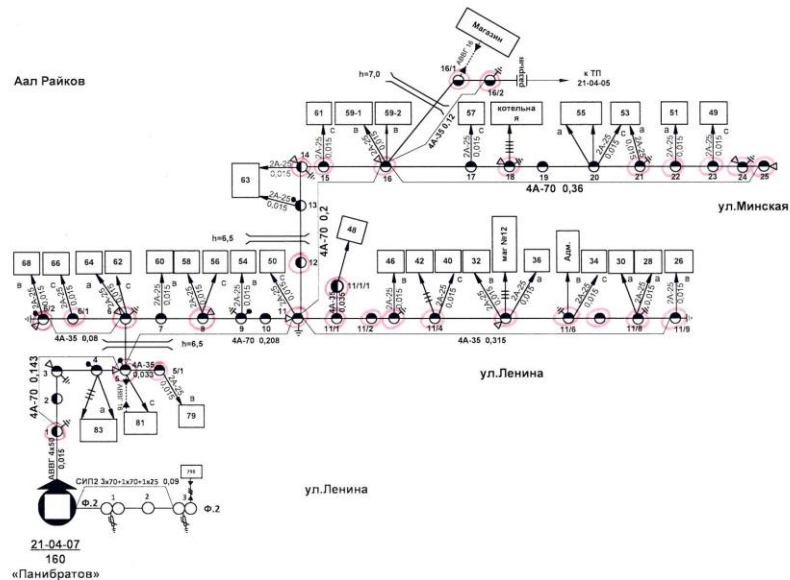
Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от МТП 21-04-05 (100 кВА) «Почта»



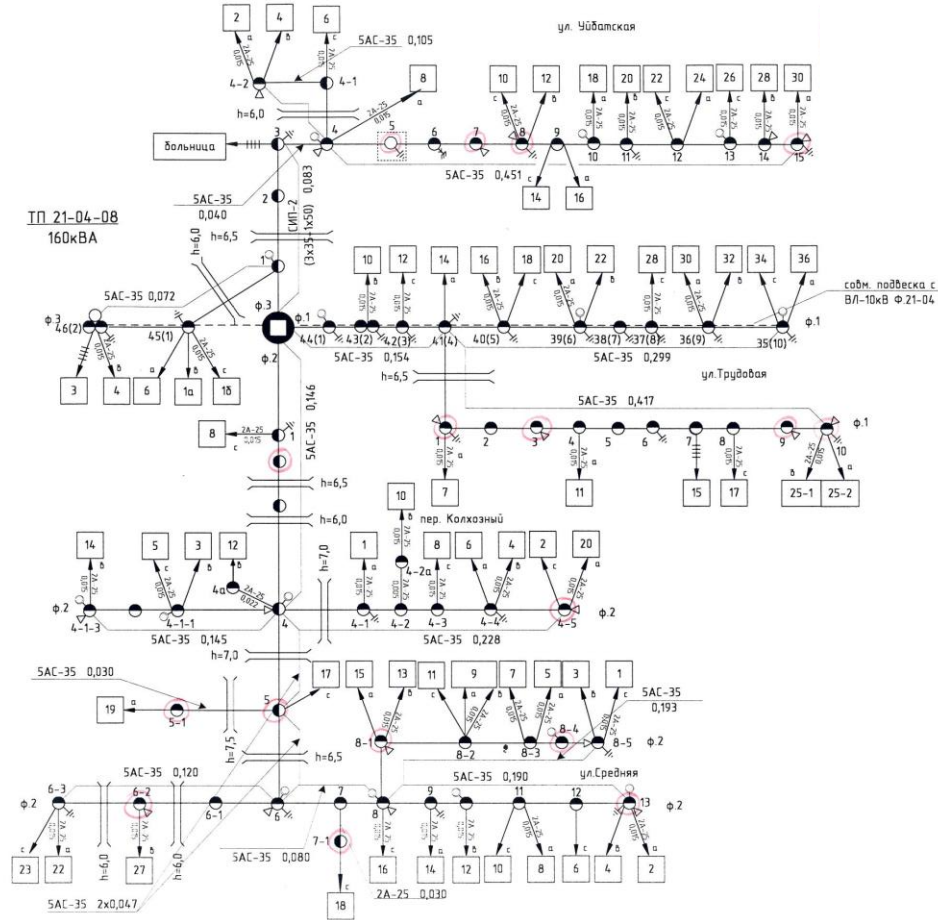
Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 21-04-06 (250 кВА) «РТМ»



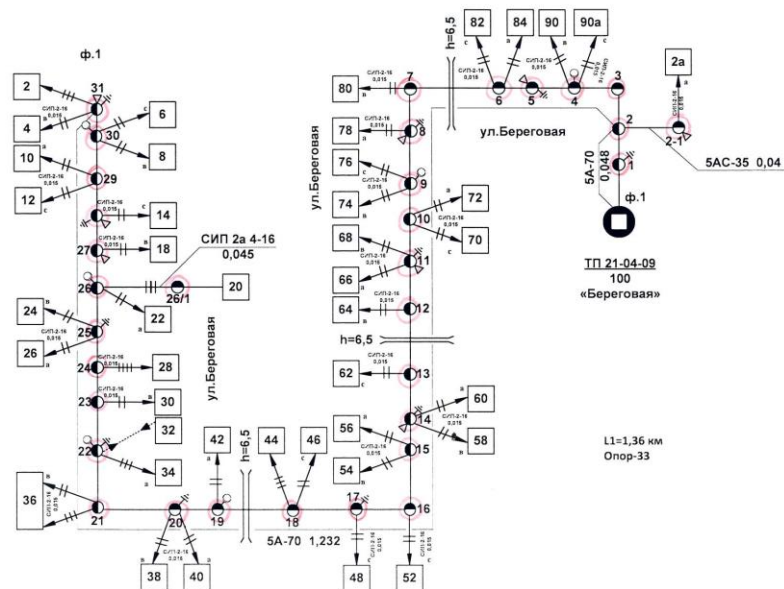
Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 21-04-07 (250 кВА) «Панибратов»



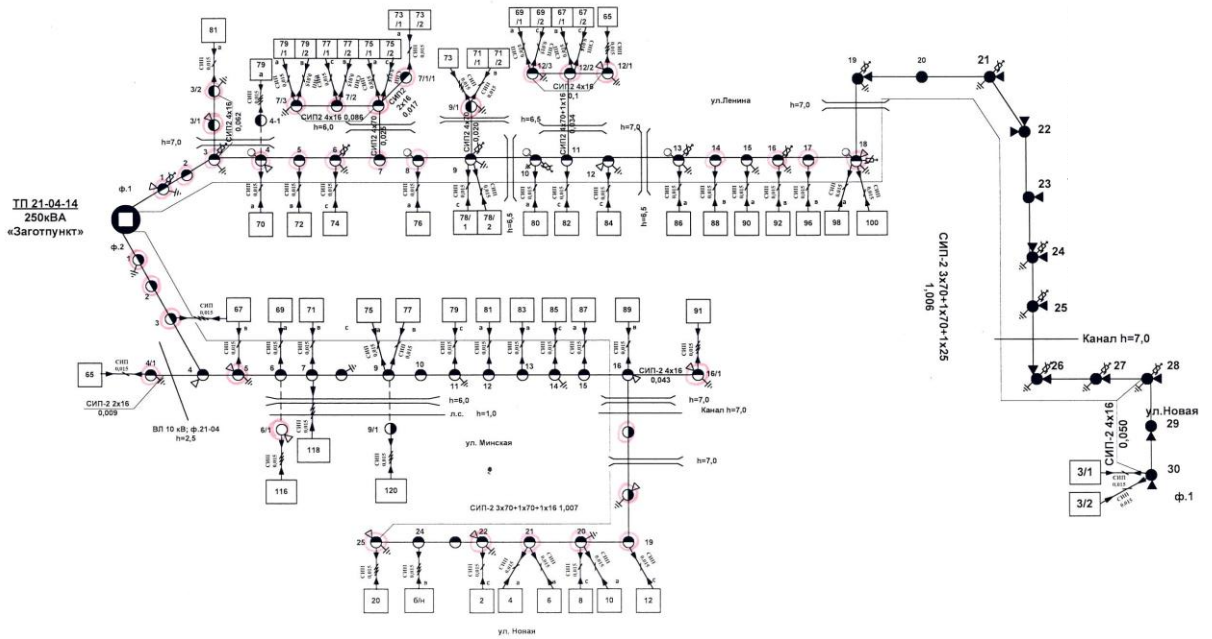
Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от МТП 21-04-08 (160 кВА) «с. Райково»



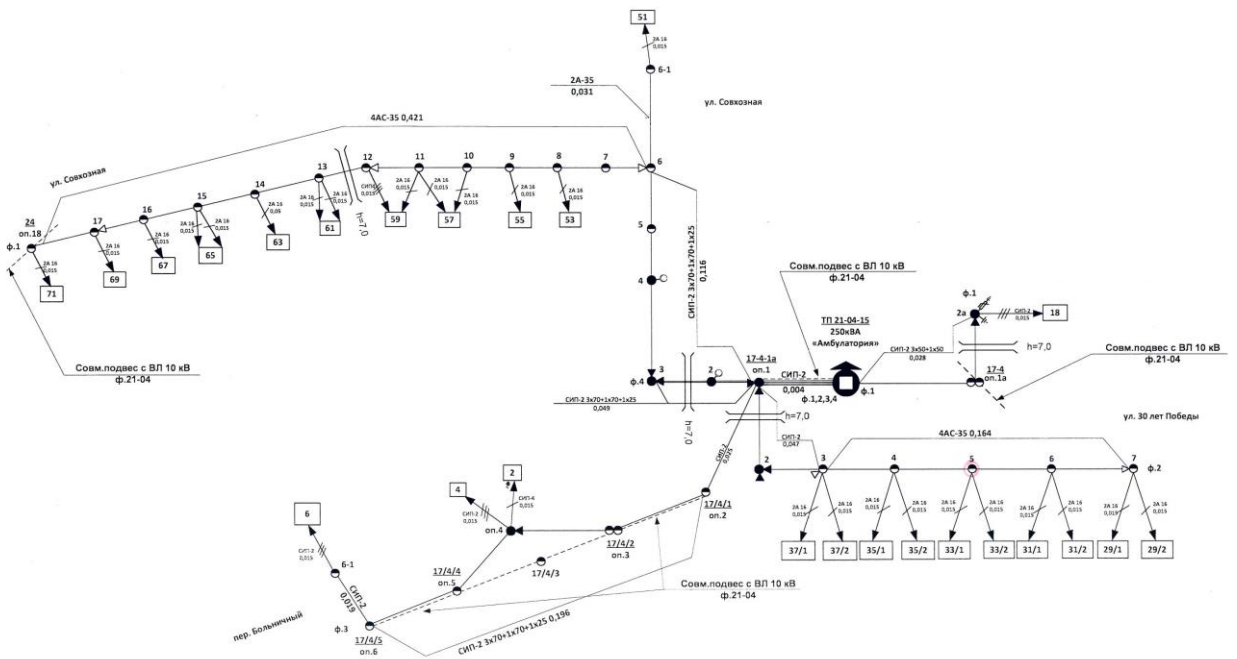
Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от МТП 21-04-09 (100 кВА) «ул. Береговая»



Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от МТП 21-04-14 (160 кВА) «Заготпункт»



Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 21-04-15 (250 кВА) «Амбулатория»



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

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

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов
подпись инициалы, фамилия

« 21 » 06 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 21-04 ПС 110 кВ
Райково филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Хакасэнерго»
тема

Руководитель В.И. Сидоров доцент, к.э.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Н. В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник С.В. Сидоров 20.06.24г.
подпись, дата

Д. С. Тугужев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычакова 21.06.24г.
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024