

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 потерь электроэнергии в распределительных сетях д. Быстрая
Минусинского района

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е. В. Платонова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Д.А. Качин

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

« _____ » _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Качину Дмитрию Александровичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭн 20-1 (10-1)

Направление 13.03.02

(код)

Электроэнергетика и электротехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях д. Быстрая Минусинского района

Утверждена приказом по институту № 259 от 07.05.2024г

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры ЭМиАТ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Поопорные схемы Ф. 2-18, питающего потребителей д. Быстрая на стороне 10 кВ и 15 ТП на стороне 0,4 кВ, балансы электроэнергии и их структура

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Содержание

- 1 Потери электрической энергии в распределительных сетях и методы их снижения
- 2 Описание средства измерения АИИС КУЭ и установка системы по ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»
- 3 Проектирование АИСКУЭ по фидеру 2-18 ПС «Минусинская-опорная» ПАО «РОССЕТИ»
- 4 Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 2-18 ПС «Минусинская-опорная»
- 5 Расчет технических и коммерческих потерь

Перечень обязательных листов графической части:

- 1 Поопорные схемы ф. 2-18, питающего потребителей д. Быстрая
2. Диаграммы потерь электрической энергии до и после установки АИИС КУЭ на ф. 2-18, питающего потребителей д. Быстрая
3. Результаты расчета потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от ТП-2-18-1546, 2-18-1158, 2-18-05

Руководитель ВКР

/ Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

/ Д. А. Качин

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« ____ » _____ 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях д. Быстрая Минусинского района» содержит 83 страницы текстового документа 32 использованных источника, 3 листа графического материала, одно приложение.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, ФИДЕР, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОММЕРЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АИИС КУЭ.

Объект исследования – фидер 2-18, питающий потребителей д. Быстрая Минусинского района, ПС «Минусинская-опорная», филиал ПАО «РОССЕТИ».

Предмет исследования – система коммерческого учета электроэнергии.

Целью бакалаврской работы является анализ эффективности применения системы АИИС КУЭ для сельских потребителей.

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 2-18;
- Расчет технических и коммерческих потерь мощности и электрической энергии.
- Анализ результатов эффективности внедрения АИИС КУЭ по фидеру 2-18.

В теоретической части работы рассмотрены общие вопросы, связанные с коммерческими потерями в распределительных сетях.

В аналитической части работы произведен анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 2-18, сделаны соответствующие выводы об изменении потребления электроэнергии по годам и месяцам в году.

В практической части произведен расчет технических и коммерческих потерь и сделаны выводы об эффективности внедрения АИИС КУЭ.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Analysis of commercial electricity losses in the distribution networks of the village of Bystraya, Minusinsk region” contains 82 pages of text document, 32 used sources, 3 sheets of graphic material, one appendices.

DISTRIBUTION NETWORK, FEEDER, SUBSTATION, ELECTRICAL VOLTAGE, COMMERCIAL AND TECHNICAL LOSSES OF POWER AND ELECTRICITY, COMMERCIAL ELECTRICITY ACCOUNTING SYSTEM, AIIS KUE.

The object of study is feeder 2-18, Bystraya village. The subject of the study is the commercial electricity metering system. The purpose of the bachelor's thesis is to analyze the effectiveness of using the AIIS KUE system for rural consumers.

The tasks of the WRC are:

- Analysis of electricity consumption and losses along feeder 2-18 of the Minusinskaya-Opornaya substation;
- Calculation of technical and commercial losses of power and electrical energy.
- Analysis of the results of the implementation of AIIS KUE on feeder 2-18 of the Minusinskaya-Opornaya substation.

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

In the analytical part of the work, an analysis of electricity consumption and losses along feeder 2-18 of the Minusinskaya-Opornaya substation was carried out, and corresponding conclusions were drawn about changes in electricity consumption by year and month of the year.

In the practical part, technical and commercial losses were calculated and conclusions were drawn about the effectiveness of the implementation of AIIS KUE.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Потери электрической энергии в распределительных сетях и методы их снижения	9
1.1 Общие сведения	9
1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.....	11
1.3 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях.....	14
2 Описание средства измерений АИИС КУЭ и установка системы по ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»	15
3 Проектирование АИСКУЭ по фидеру 2-18 ПС «Минусинская -опорная» ПАО «РОССЕТИ».....	27
4 Анализ потребления и потерь электроэнергии по фидеру 2-18 ПС «Минусинская-опорная» ПАО «РОССЕТИ»	39
5 Расчет технических и коммерческих потерь.....	48
5.1 Расчет технических потерь электроэнергии	48
5.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	62
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	63
ПРИЛОЖЕНИЕ А	66

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время невозможно адекватно отследить динамику потребления электроэнергии без применения элементарных электронных счетчиков электроэнергии. Кроме того, в совокупности с другими вспомогательными устройствами и каналами связи они должны образовывать единую систему контроля и сбора данных с энергопотребляющих объектов. Только в этом случае возможен наиболее точный коммерческий учет электроэнергии и отслеживание хищений электрической энергии.

Несанкционированное использование электроэнергии часто приводит к значительным коммерческим потерям, особенно в сетях 0,4 кВ. В основном к разного рода хищениям электроэнергии причастны бытовые потребители, особенно в частных домах, но есть случаи хищения электроэнергии промышленными и коммерческими предприятиями, особенно мелкими. Количество хищений электроэнергии увеличивается зимой, т.к. в этот период много электроэнергии тратится на обогрев зданий и помещений в них [23].

Внедрение автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на различных объектах, в том числе в сельской местности, является достаточно актуальным, поскольку в реальном масштабе времени это позволяет считывать показания с первичных измерительных средств, установленных у абонентов. Практическая значимость связанных с этим исследований обусловлена тем, что предложенная та или иная конфигурация системы коммерческого учета электроэнергии может быть использована для внедрения АИИС КУЭ на различных объектах.

Потеря отпускаемой электроэнергии в сеть на несанкционированное электропотребление является крупным финансовым убытком для сетевых компаний, препятствующим их инвестициям в завершение других важных проектов в электроэнергетическом секторе.

Снижение коммерческих потерь электрической энергии – сложная задача, которая при своем решении требует установления конкретных измерений на основе начального изучения энергетики и определения точной структуры потерь электро-

энергии и их причин.

Объект исследования – фидер 2-18, питающий потребителей д. Быстрая Минусинского района, ПС «Минусинская-опорная», филиал ПАО «РОССЕТИ».

Предмет исследования – система коммерческого учета электроэнергии.

Целью бакалаврской работы сравнение величины коммерческих потерь по фидеру 2-18 до и после установки АИИС КУЭ

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 2-18;
- Расчет технических и коммерческих потерь мощности и электрической энергии.
- Анализ результатов эффективности внедрения АИИС КУЭ по фидеру 2-18.

1 Потери электрической энергии в распределительных сетях и методы их снижения

1.1 Общие сведения

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери.

Фактические потери электрической энергии в электрических сетях определяются как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации.

С учётом физической природы и специфики методов определения количественных значений, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Сетевые организации обязаны оплачивать стоимость фактических потерь электрической энергии, возникших в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом стоимости потерь, учтенных в ценах (тарифах) на электрическую энергию на оптовом рынке.

Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии,

обязаны оплачивать в составе тарифа за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сети сетевой организацией, с которой соответствующими лицами заключен договор, за исключением потерь, включенных в цену (тариф) электрической энергии, в целях избежание их двойного учета.

Нормативы технологических потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 года № 861 и методикой расчета нормативных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях [29, 31].

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

В то же время несовершенство законодательно – правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующего электропотребление, ограничивает возможности сетевой организации в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

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

Основные причины потерь электрической энергии можно объединить в следующие группы:

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

I. Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

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

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- низкий коэффициент мощности измеряемой нагрузки;
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
- не симметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях;

- отклонения от допустимого температурного режима работы;
- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии;
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ;
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

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

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

1. Искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных и т.п.

2. Неодновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть (отдачи из сети).

3. Несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи.

4. Установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электрической энергии в элементах сети от границы балансовой принадлежности до точки измерения, либо отсутствие таких алгоритмов для «дорасчета» потерь электроэнергии.

5. «Безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения ФЗ № 261 - "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ " от 23.11.2009, в части оснащения приборами учета ЭЭ и их ввода в эксплуатацию [11].

III. Несанкционированное электропотребление.

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

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

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

IV. Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии.

Поскольку коммерческие потери – расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь.

Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии [7].

1.3 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях

Для объективного технически и экономически обоснованного выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии, а также для определения объемов финансирования сроков реализации должны разрабатываться и утверждаться схемы развития электрических сетей на расчетный период.

При разработке схем развития рассматриваются следующие вопросы и принимаются по ним решения [2–5].

- I. Замена устаревших проводов на новые марки СИП в сети 0,4 кВ.
- II. Внедрение приборов учета АИИС КУЭ
- III. Регулирование напряжения в линиях электропередачи.
- IV. Применение современного электротехнического оборудования, отвечающего требованиям энергосбережения.
- V. Снижение расхода электроэнергии на «собственные нужды» электроустановок.
- VI. Внедрение автоматизации и дистанционного управления электрическими распределительными сетями напряжением 6-20 кВ.
- VII. Компенсация реактивной мощности.

Необходимость вышеперечисленных мероприятий должна учитываться при согласовании властями муниципального образования производственных и инвестиционных программ электросетевых организаций [12–14, 17].

2 Описание средства измерений АИИС КУЭ и установка системы по ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема- передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «РОССЕТИ» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии

автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между ЦСОД ПАО «РОССЕТИ» и ЦСОД филиала ПАО «РОССЕТИ» - МЭС Сибири происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). УССВ ИВК обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется УССВ ИВКЭ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и УССВ ИВКЭ на значение, превышающее ± 1 с. УСПД автоматически выполняет контроль времени в часах счетчиков при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

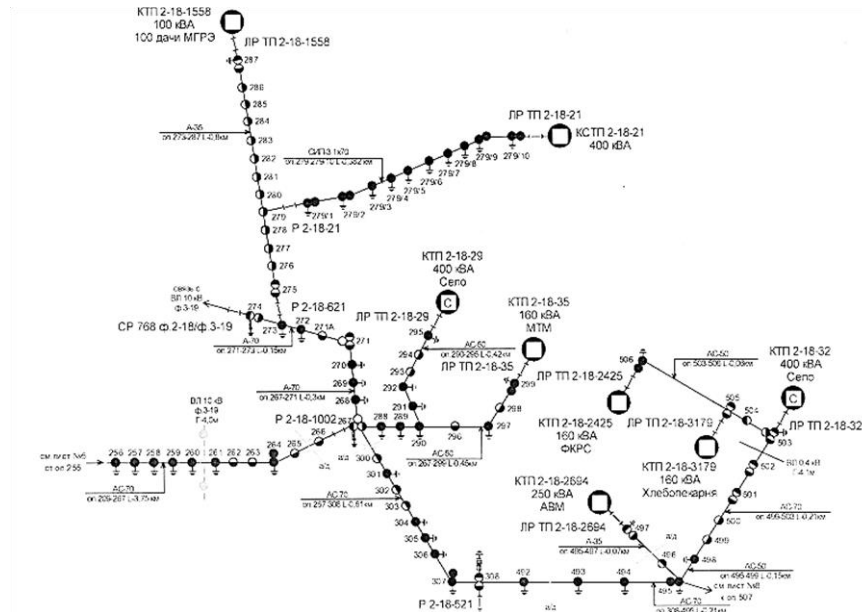


Рисунок 3.1 – Поопорная схема ВЛ-10кВ ф.2-18 от ПС "Минусинская Опорная"

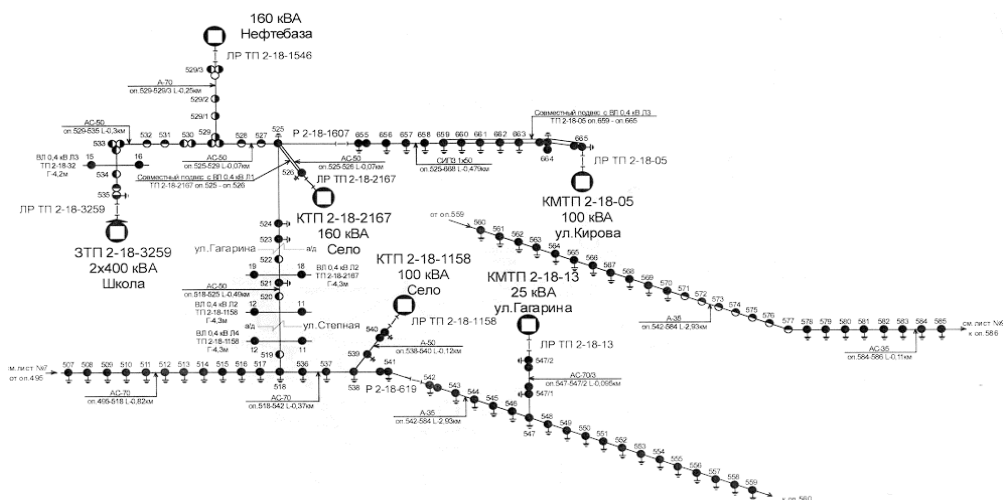


Рисунок 3.2 – Поопорная схема ВЛ-10кВ ф.2-18 от ПС "Минусинская Опорная"

Основные улицы, вдоль которых построены воздушные линии 10 кВ:

ул. Кирова (10 кВ); ул. Ленина (10 кВ); ул. Гагарина (10 кВ); ул. Степная (10 кВ); ул. Ленина (10 кВ).

Поопорные схемы ВЛ-0,4 кВ соответственно от КМТП 2-18-05, КМТП 2-18-13, КСТП 2-18-21, КТП 2-18-29, КТП 2-18-32, КТП 2-18-35, КТП 2-18-1158, КТП 2-18-1546, КТП 2-18-1558, КТП 2-18-2167, КТП 2-18-2425, КТП 2-18-2694,

ЗТП 2-18-3259 представлены на рисунках 3.3-3.14. Этими линиями запитан сельский частный сектор. Большинство используемых проводов идут в исполнении СИП-2 (3x50), СИП-2 (4x16), СИП-2 (3x70), СИП-2 (2x16). Провода в некоторых отдельных сегментах (ответвлениях) линии используются алюминиевые типа А-16, А-25. На вводах в жилые дома установлены счетчики однофазного исполнения. Некоторые мелкие административные и общественные здания в качестве приборов учета имеют также однофазные электросчетчики, а более крупные объекты – счетчики трехфазного исполнения. На магистральном участке напряжением 10 кВ использованы сталеалюминиевые провода типа АС, на остальных участках ЛЭП 0,4 кВ – алюминиевые марки А. В качестве аппаратов защиты отходящих линий (фидеров) 0,4 кВ на подстанциях установлены автоматические выключатели типа АЗ716 на токи 63-160 А.

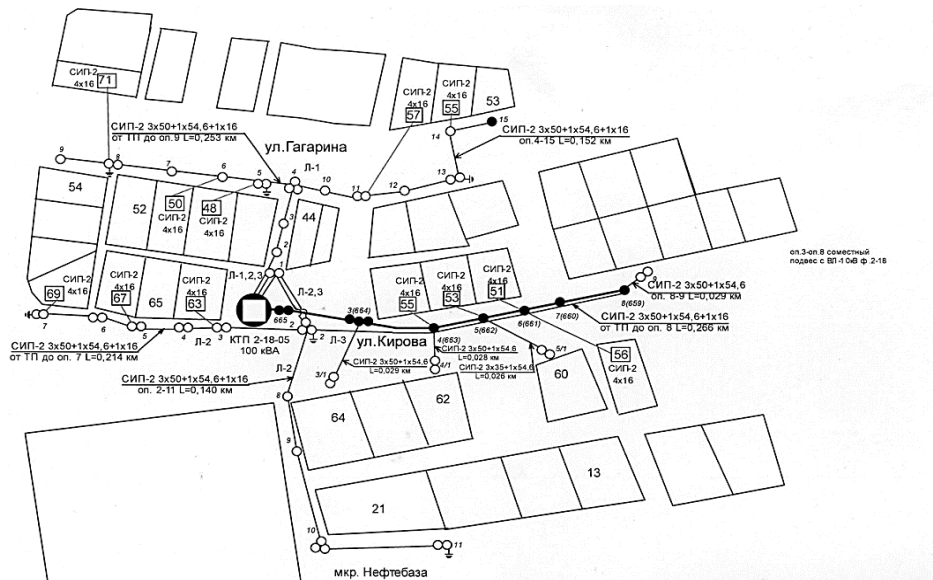


Рисунок 3.3 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-05 (100 кВА)

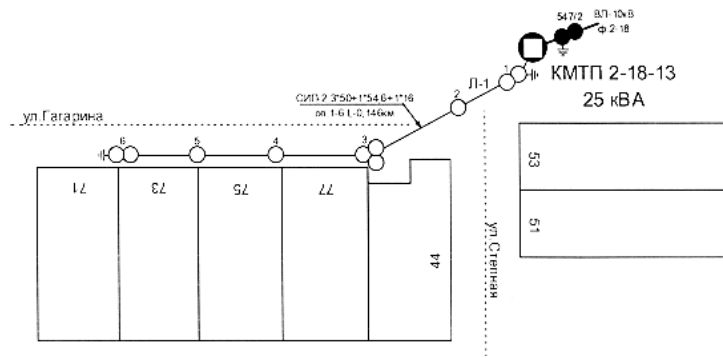


Рисунок 3.4 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КМТП 2-18-13 (25 кВА)

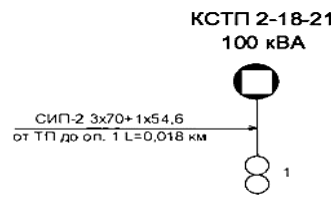


Рисунок 3.5 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КСТП 2-18-21 (100 кВА)

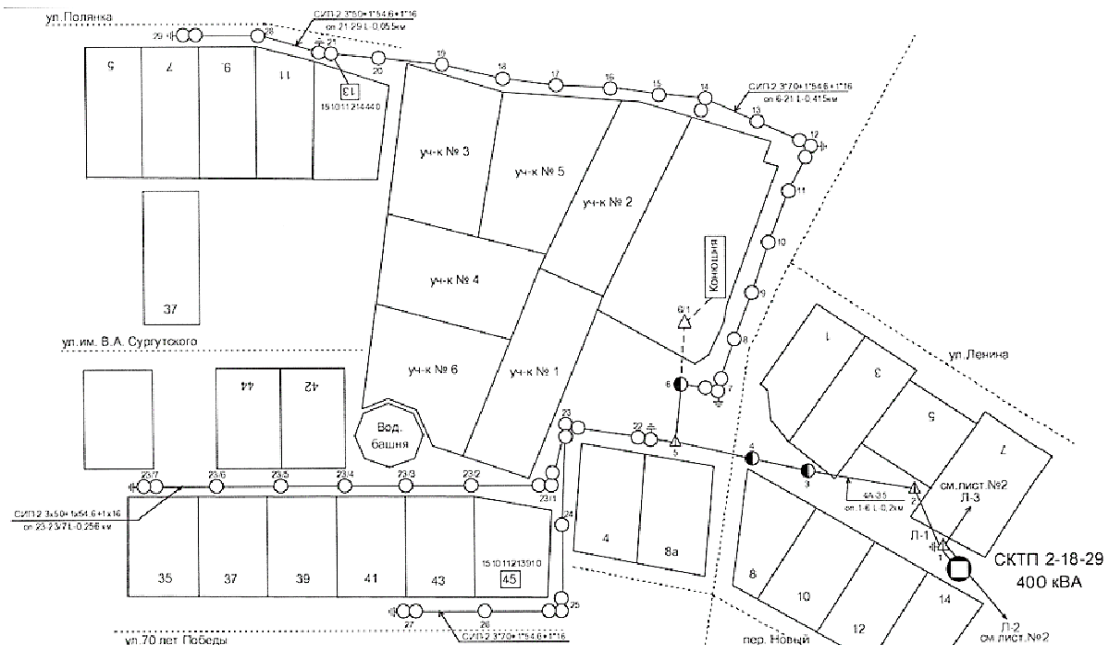


Рисунок 3.6 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от СТП 2-18-29 (400 кВА)

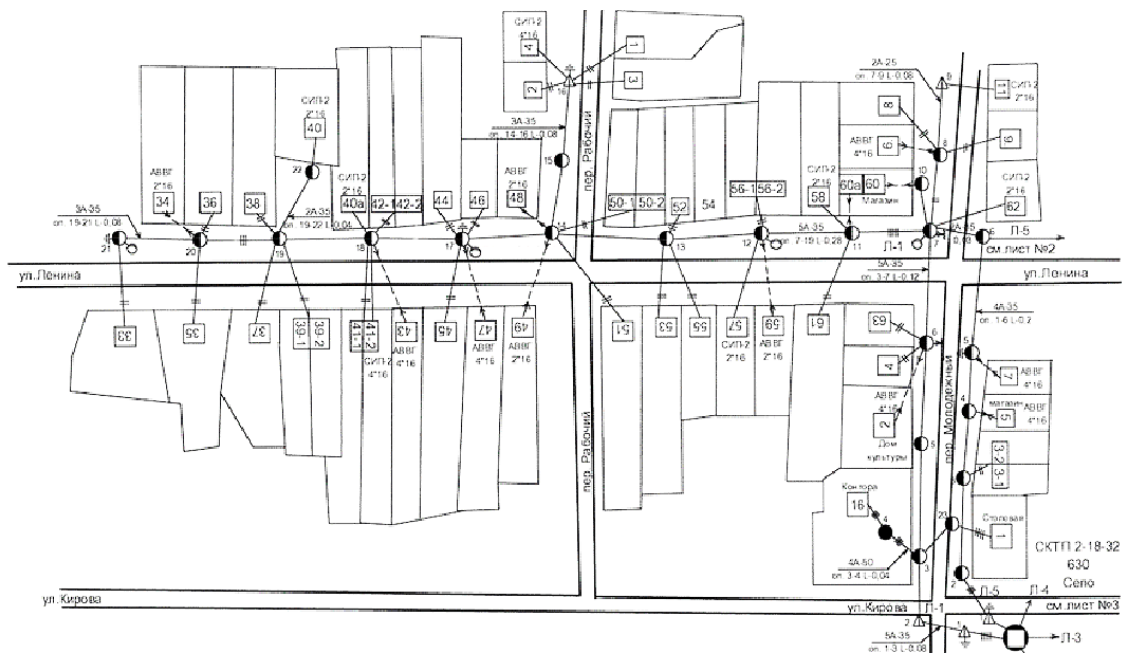


Рисунок 3.7 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от СКТП 2-18-32 (630 кВА)

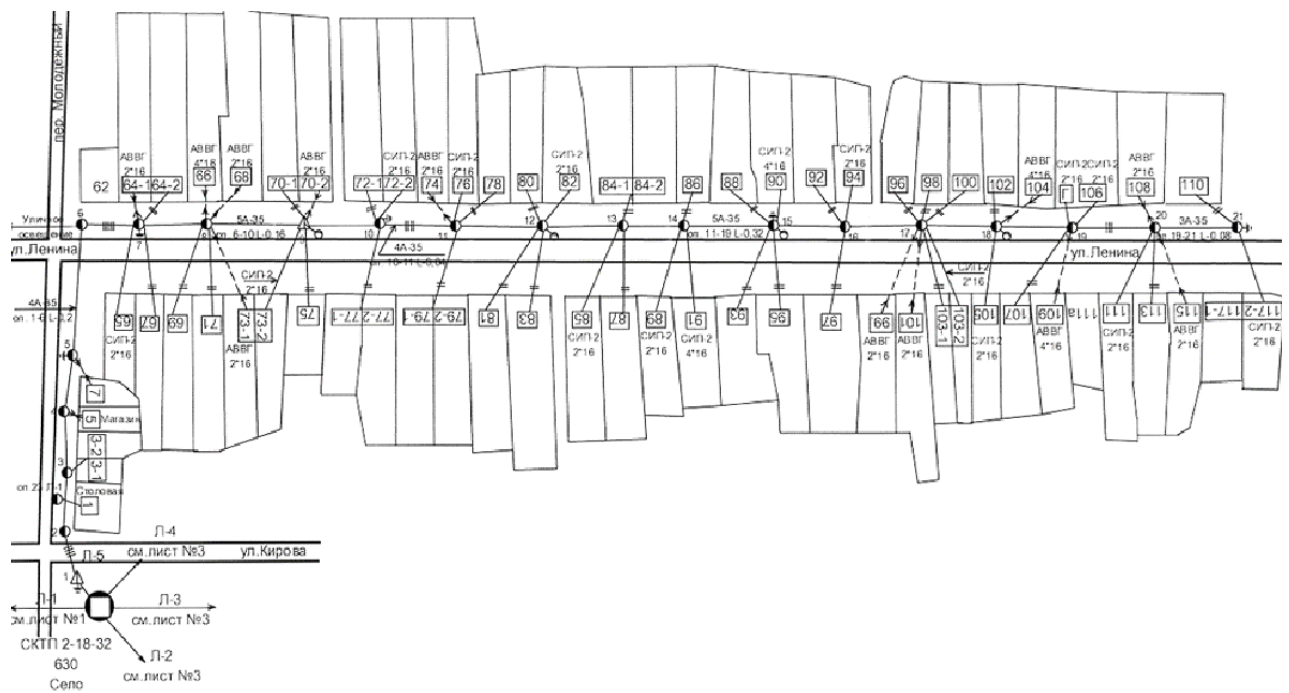


Рисунок 3.7.1 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от СКТП 2-18-32 (630 кВА)

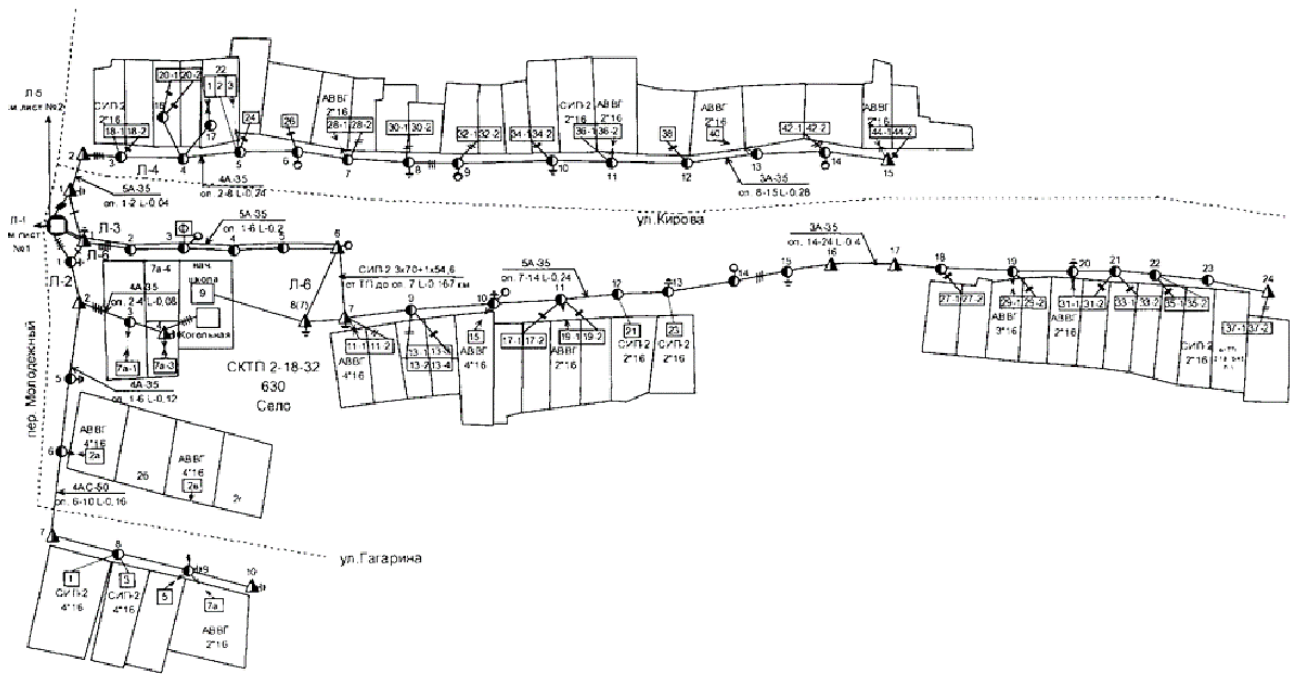


Рисунок 3.7.2 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от СКТП 2-18-32 (630 кВА)

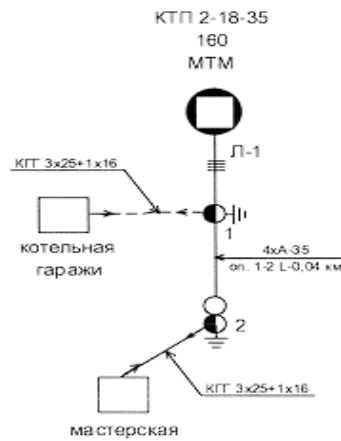


Рисунок 3.8 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-35 (160 кВА)

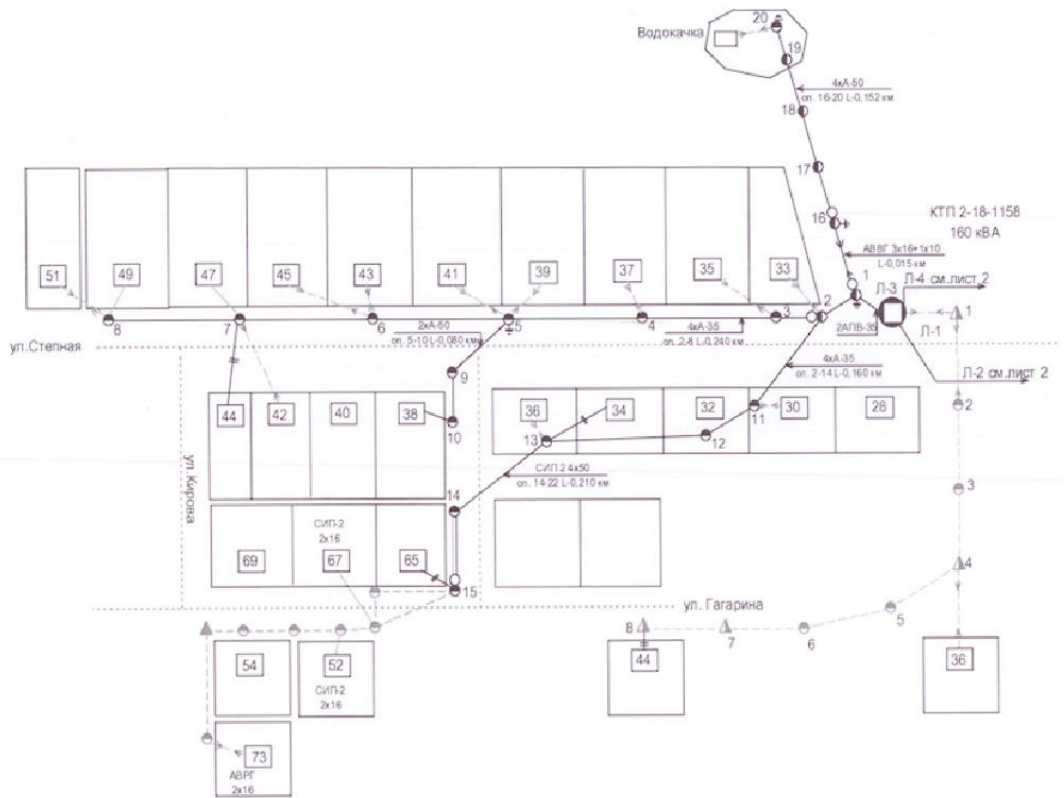


Рисунок 3.9 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-1158 (160 кВА)

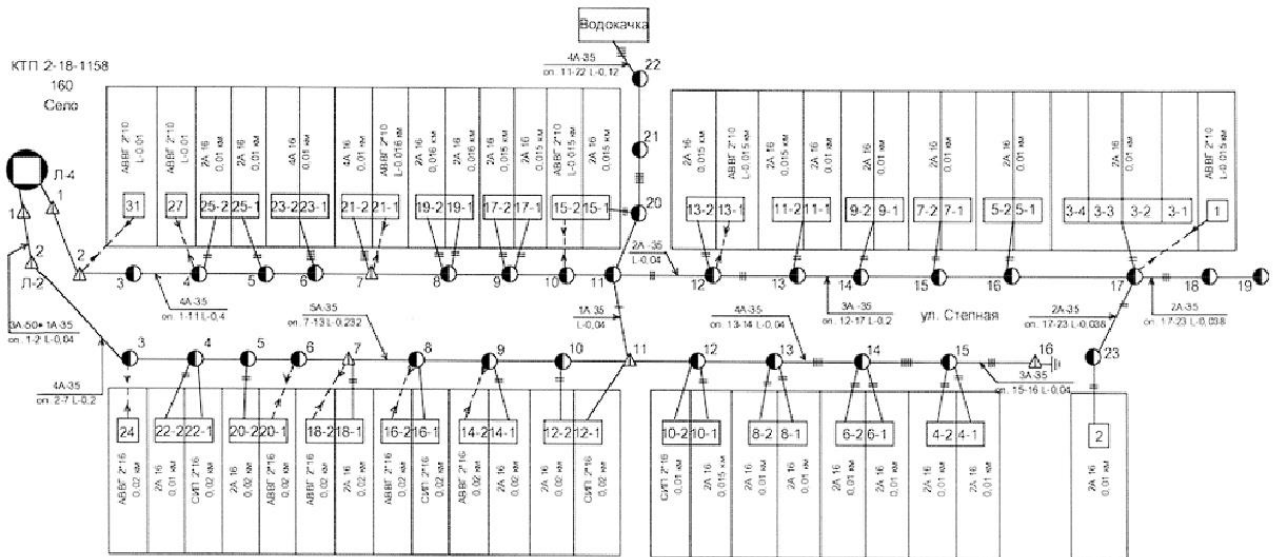


Рисунок 3.9.1 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-1158 (160 кВА)

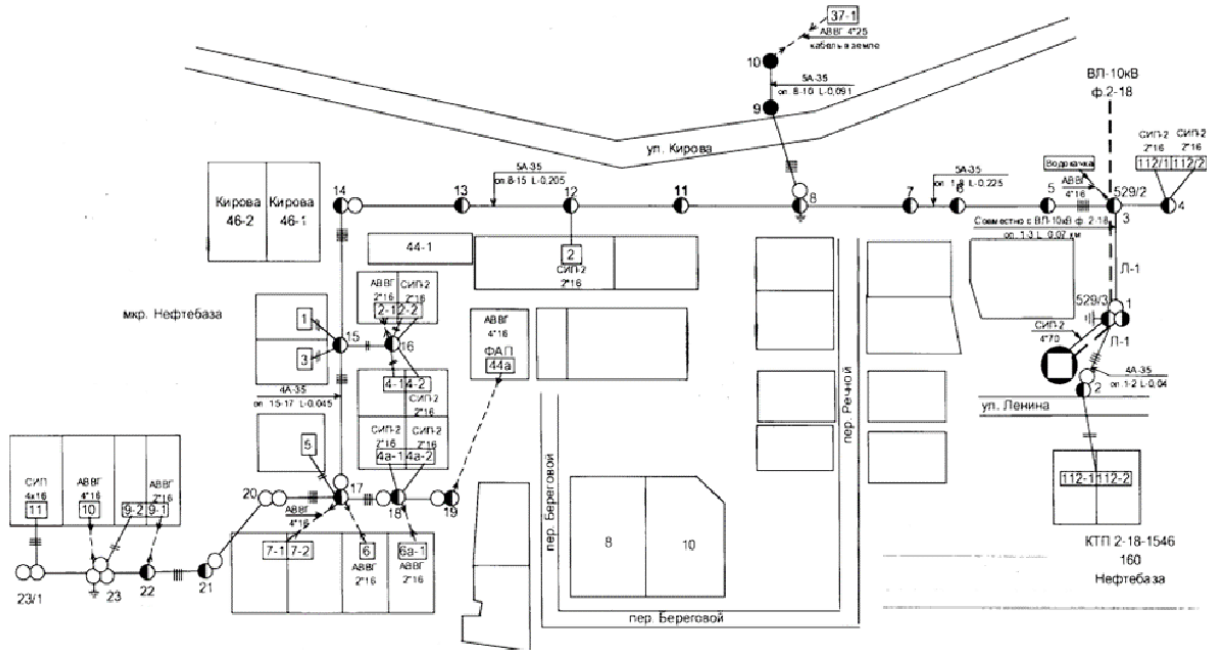


Рисунок 3.10 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-1546 (160 кВА)

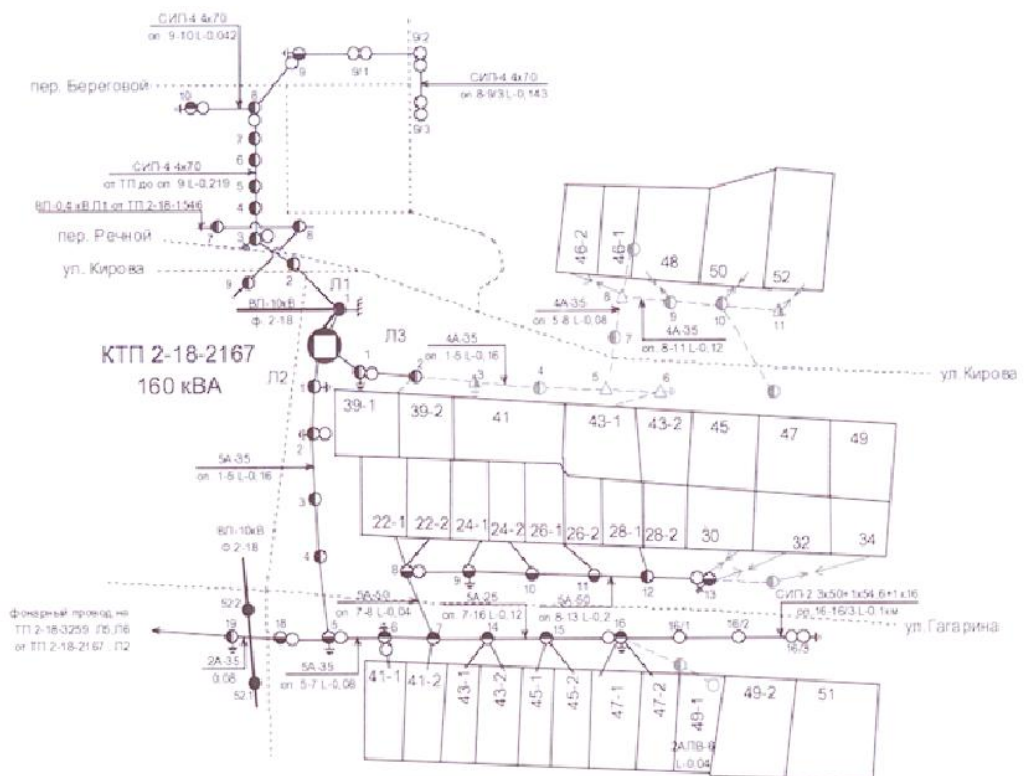


Рисунок 3.11 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-2167 (160 кВА)

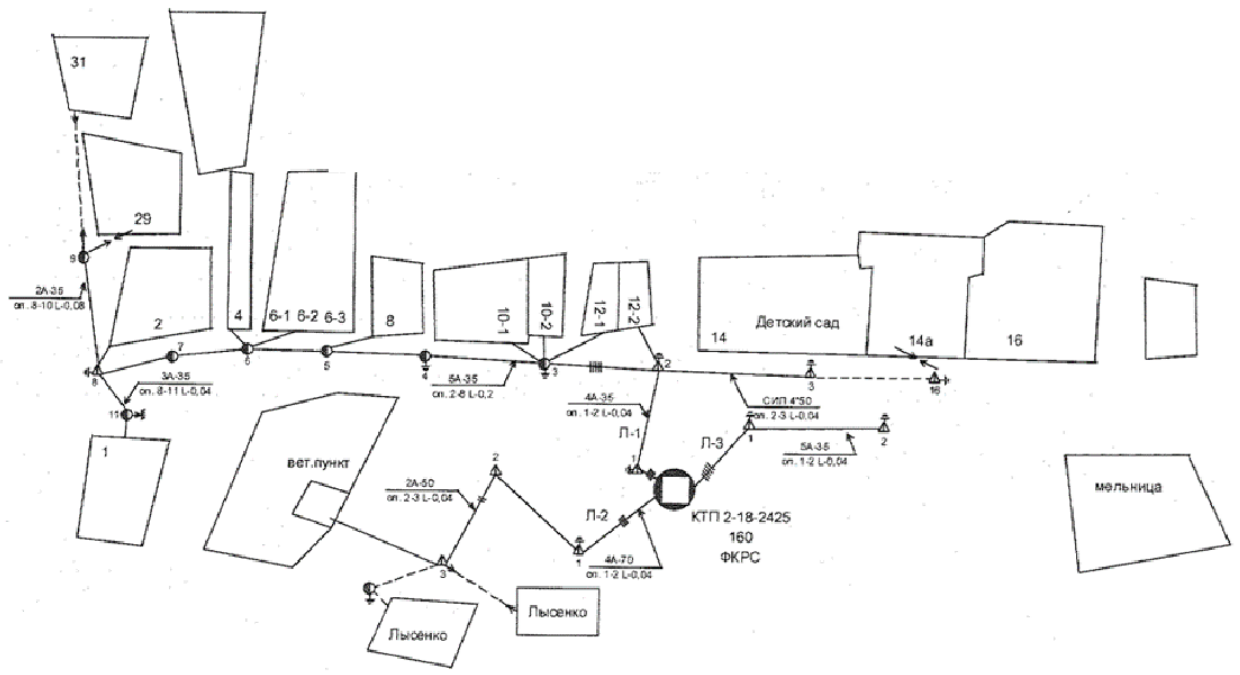


Рисунок 3.12 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-2425 (160 кВА)

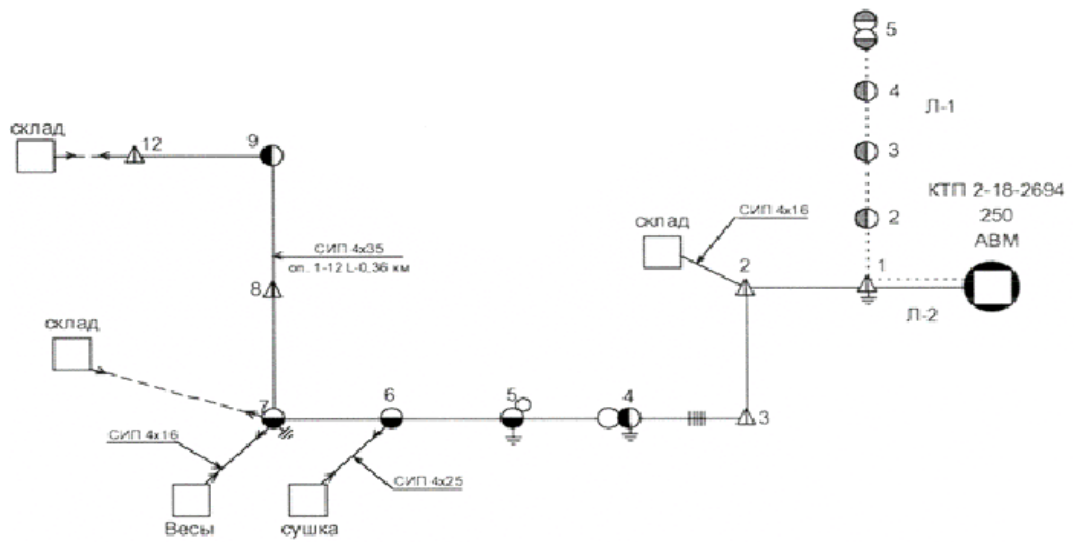


Рисунок 3.13 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от КТП 2-18-2694 (250 кВА)

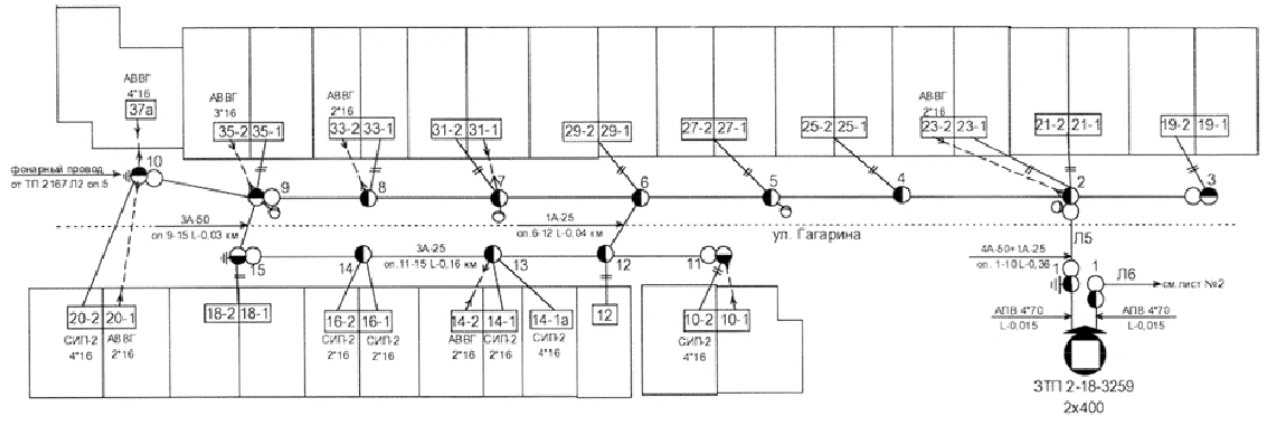


Рисунок 3.14 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ЗТП 2-18-3259 (2x400 кВА)

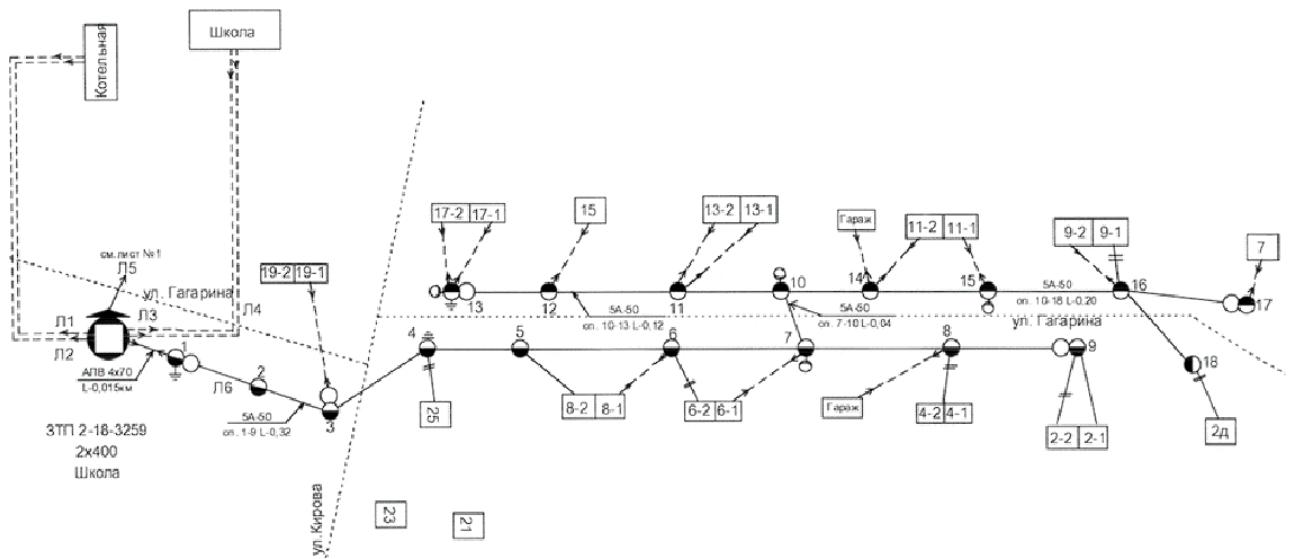


Рисунок 3.14.1 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ЗТП 2-18-3259 (2x400 кВА)

3 Проектирование АИСКУЭ по фидеру 2-18 ПС «Минусинская - опорная» ПАО «РОССЕТИ»

Основной целью учета электрической энергии является получение достоверной информации о количестве произведённой, переданной, распределённой и потреблённой электрической энергии и мощности на оптовом и розничном рынках электроэнергии, промышленных предприятиях и объектах. Эта информация позволяет:

- производить финансовые расчёты между участниками рынка;
- управлять режимами энергопотребления;
- определять и прогнозировать все составляющие баланса электроэнергии (выработка, отпуск с шин, потери и т. д.);
- определять и прогнозировать удельный расход топлива на электростанциях;
- выполнять финансовые оценки процессов производства, передачи и распределения электроэнергии и мощности;
- контролировать техническое состояние систем учета электроэнергии в электроустановках и соответствие их требованиям нормативно-технических документов.

Коммерческим (расчётным) учётом электроэнергии называется учёт выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за неё.

Техническим (контрольным) учётом электроэнергии называется учёт для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п.

Счётчики, устанавливаемые для технического учёта, называются счётчиками технического учёта. Счётчики, устанавливаемые для расчётного учёта, называются расчётными счётчиками. Применяемые современные электронные счётчики позволяют осуществить оба вида учёта в одном приборе, а также выполнять роль ваттметров и варметров.

Существующая система предъявляет жёсткие требования к системам учёта электроэнергии в электроустановках.

На сегодняшний день существует множество разработок в области АИСКУЭ, предлагаемых многими производителями.

Внедрение АСИКУЭ даёт возможность:

- оперативно контролировать и анализировать режим потребления электроэнергии и мощности основными потребителями;
- осуществлять оптимальное управление нагрузкой потребителей;
- собирать и формировать данные на энергообъектах;
- собирать и передавать на верхний уровень управления информацию и формировать на этой основе данные для проведения коммерческих расчётов между поставщиками и потребителями электрической энергии;
- автоматизировать финансово-банковские операции и расчёты с потребителями.

АИИС КУЭ внедрено на подстанции ПС «Минусинская-опорная» 220/110/10 кВ, в частности, по фидеру 2-18, на базе перспективной комплектации, предложенной компанией «Энергомера». При этом главным звеном низшего уровня АИИС КУЭ выступает счетчик электроэнергии однофазный многотарифный СЕ208-С2, модификация СЕ 208 С2.849.2.OPR1.QD (рисунок 3.1). Многофункциональный однофазный счетчик электроэнергии с расщепленной архитектурой. Полностью соответствует требованиям ПАО «РОССЕТИ» к приборам учета электроэнергии. Счетчик максимально защищен от хищений электроэнергии и используется в составе АИСКУЭ для передачи измеренных параметров в диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии [24].

Счетчик СЕ208-С4 соответствует следующему нормативно-правовому обеспечению: ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ.



Рисунок 3.1 – Счетчик электроэнергии CE208-C2

Таблица 3.1 – Паспортные данные счетчика электроэнергии CE208-C2

Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	1/2
Номинальное напряжение, В	230
Базовый(Максимальный ток), А	5(80)
Стартовый ток(чувствительность), мА	10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Количество измерительных элементов	Счетчик с 2 датчиками тока(в цепи фазы и нейтрали)
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +70
Масса, не более, кг	1
Степень защиты	IP64-измерительный блок
Габаритные размеры измерительного блока (ВхШхГ), не более, мм	130 x 200 x 53
Габаритные размеры индикаторного устройства (ВхШхГ), не более, мм	95 x 155 x 49

Особенности счетчика:

1. Установка счетчика на опоре без дополнительной защиты.
2. Наличие каналов связи:
 - оптический интерфейс, предназначенный для локального считывания данных;
 - радиointерфейс 2,4 ГГц - предназначен для обмена данным с устройством считывания счетчиков CE901 BU-03;
 - PLC или GSM/GPRS - предназначены для работы счетчика в системе АИИС КУЭ.

3. Встроенное реле управления нагрузкой потребителя.
4. Устройство считывания счетчиков CE901 BU-03.
5. Контроль вскрытия крышки зажимов и кожуха.
6. Контроль воздействий магнитным полем.

Характеристики надежности:

- Средняя наработка на отказ - 220000 часов.
- Межповерочный интервал - 16 лет.
- Средний срок службы - 30 лет.
- Гарантийный срок (срок хранения и срок эксплуатации суммарно) – 7

лет с даты выпуска.

Функциональные возможности:

1. Имеет выносное индикаторное устройство, предназначенное для считывания данных с измерительного блока. Поставляется в комплекте счетчика CE208 или по отдельному заказу и выполняет функции считывания информации с измерительного блока счетчика по цифровому каналу связи;

2. Счетчик измеряет, параметры сети и отображает на индикаторном устройстве значения:

- Текущее значение тока;
- Текущее значение напряжения;
- Текущее значение частоты сети;
- Текущее значение мощности;

3. Поддержка протокола обмена IEC 62056 СПОДЭС/DLMS.

4. Исполнения с модулем связи PLC G3 или GSM/GPRS.

5. Измерение показателей качества электроэнергии по классу «S»:

- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты сети;
- длительность и глубина провала напряжения;
- длительность и максимальное значение перенапряжения;
- перерывы электроснабжения.

6. Измерение параметров сети:

- частоты напряжения;
 - токов;
 - напряжений;
 - углов между током и напряжением;
 - коэффициентов мощности;
 - активной мощности;
 - реактивной мощности;
 - полной мощности.
7. Защита информации.
 8. Защита от несанкционированного вскрытия (электронные пломбы).
 9. Датчик магнитного поля.
 10. Датчик температуры.
 11. Журналы событий.
 12. Ведение журналов события с учетом времени нарушений, в том числе:
 - Журнал событий счетчика;
 - Журнал изменения настроек.
 13. Ведение ретроспективы учета:
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии при смене суток.
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии при смене месяцев (с программируемой датой окончания расчетного периода).
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии при смене лет.
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии по событиям или команде.
 14. Ведение профиля нагрузки, с возможностью настройки типа сохраняемых параметров и времени усреднения.
 15. Анализ качества электроэнергии.
 16. Контроль потребляемой активной мощности.

17. Контроль потребляемой «мгновенной мощности».
18. Контроль потребления активной энергии.
19. Контроль напряжения питающей сети.
20. Контроль частоты сети.
21. Сигнализация по интерфейсу.
22. Самодиагностика.
23. Механизм гибкой настройки реакции на события, возникающие в счетчике.
24. Отображение информации на ЖКИ индикаторного устройства считывания счетчиков сопровождаемое кодами OBIS;
25. Управление нагрузкой потребителя по заданному расписанию.
26. Встроенное программное обеспечение счетчика электроэнергии однофазного многофункционального CE208-C2 поставляется в составе счетчика. В программном обеспечении реализованы все перечисленные функциональные возможности счетчика.

Для трехфазных потребителей в системе АИСКУЭ используются счетчики типа CE303-S34, модификация CE 303 S34 745 JR1Q2VZ (рисунок 4.2), обладающие всеми преимуществами и аналогичными характеристиками счетчика CE208-C2, с отличием по схеме включения (трехфазная) [25].

Все счетчики обеспечивают обмен информацией с внешними устройствами обработки данных через оптический порт и дополнительные интерфейсы в соответствии с протоколам СПОДЭС/DLMS. Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам соответствуют действующей редакции стандарта ПАО «РОССЕТИ» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными» [28].

Множество устройств для осуществления коммерческого учета электроэнергии объединено в систему АИСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN (рисунок 3.3) [26]. Среди преимуществ данного канала связи можно выделить [27]:

– высокая дальность связи – до 5 км в городе и до 15 км в сельской местности;

- эффективность и простота организации в городской среде;
- простая интеграция в различные программные комплексы;
- оптимальная стоимость системы за счет малого количества базовых станций.



Рисунок 3.2 – Счетчик электроэнергии CE303-S34

Таблица 3.2 – Паспортные данные счетчика электроэнергии CE303-S34

Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	1/1
Номинальное напряжение, В	3x230/400
Базовый(Максимальный ток), А	5(60); 5(100)
Стартовый ток(чувствительность), мА	20
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	4
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +60
Масса, не более, кг	3
Степень защиты	IP51
Габаритные размеры (ВхШхГ), не более, мм	280 x 175 x 85
Количество датчиков тока, шт	3

LoRa RF 2,4
ETHERNET

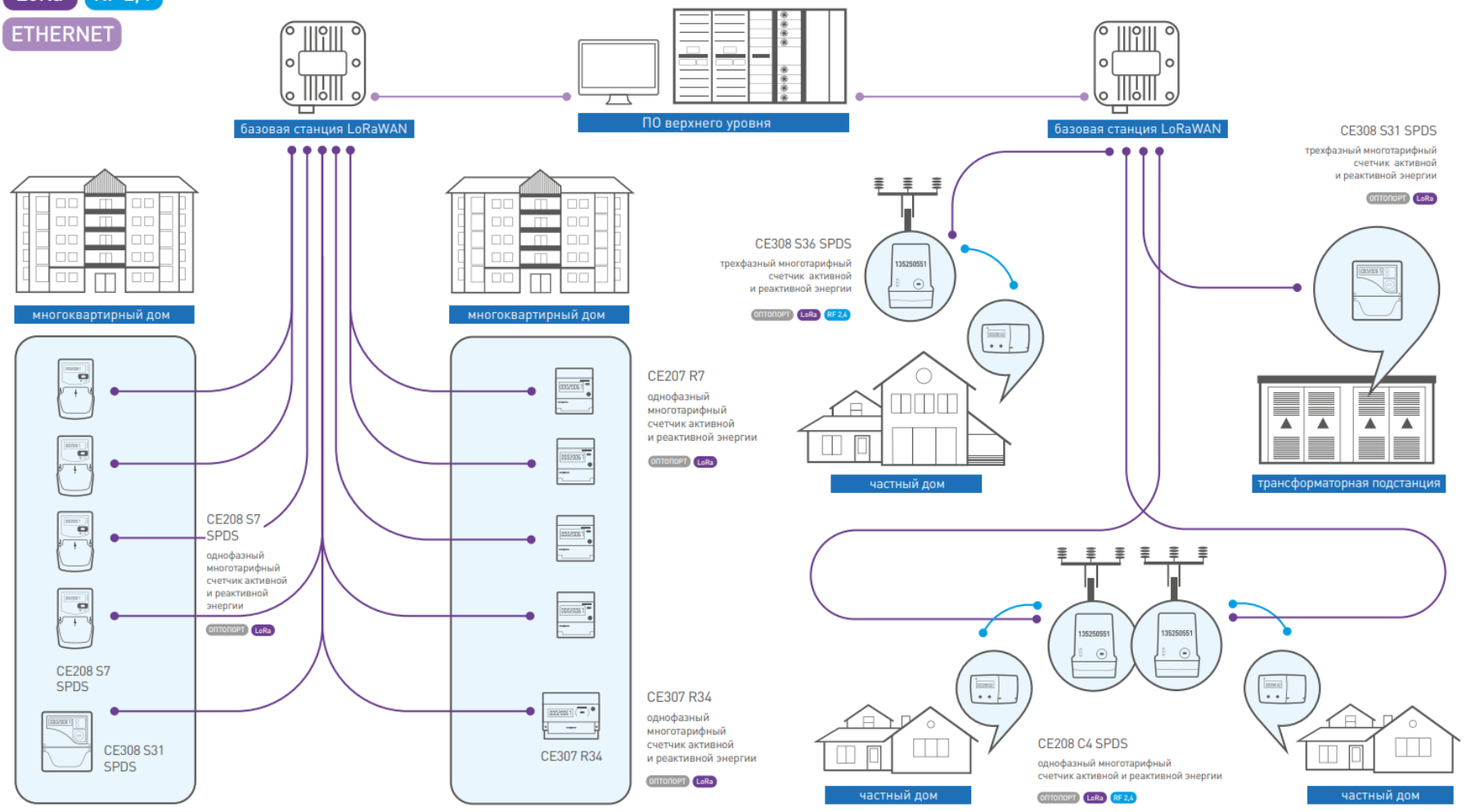


Рисунок 3.3 – АИСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN

Программное обеспечение верхнего уровня АИСКУЭ установлено на сервере и главном компьютере диспетчера электросетей. В качестве узлов линий связи предусматриваются базовые станции LoRaWAN, которые представляют собой реализацию энергоэффективной сети дальнего радиуса действия (LPWAN - low-power wide-area network) с применением модуляции LoRa (Long Range) [27].

Характеристики канала связи LoRaWAN представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристики канала связи LoRaWAN

Дальность связи	до 5 км в городской среде до 15 км в зоне прямой видимости
Частотный диапазон	863 – 870 МГц
Количество частотных каналов	8 (ширина канала 125 кГц)
Мощность передатчика (счетчик)	25 мВт
Мощность передатчика (базовая станция)	до 100 мВт
Скорость передачи данных	300 – 5120 бит/с
Шифрование	AES-128

Ключевой особенностью канала связи LoRaWAN является значительная дальность связи – до 15 километров при отсутствии преград между приемником и передатчиком. Другим преимуществом технологии является низкое энергопотребление, обуславливающее перспективы ее использования в устройствах на батарейном питании.

Компанией Энергомера разработаны счетчики электроэнергии со встроенными модулями связи LoRaWAN. Реализация АИИС КУЭ осуществляется в партнерстве с оператором связи, предоставляющим возможность использования имеющейся «облачной» инфраструктуры (собранные данные хранятся на серверах оператора) или развертывания собственной закрытой сети (собранные данные хранятся в энергоснабжающей организации). Обеспечивается возможность интеграции в различные программные комплексы для анализа данных и

предоставления потребителям личных кабинетов с отображением информации об энергопотреблении.

Применение канала связи рекомендуется на различных объектах АИИС КУЭ, где производится сбор основных данных об энергопотреблении и основных журналов событий.

Подключить счетчик СЕ208, СЕ308 для учета электроэнергии к трехфазной/однофазной сети переменного тока с номинальным напряжением, указанным на панели счетчика к сети возможно по схемам, представленным на рисунках 3.4-3.5 соответственно.

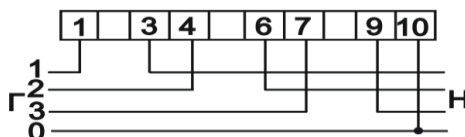


Рисунок 3.4 – Схема подключения счетчика СЕ303-S34 (230В, 5(100)А) – непосредственное включение (трехфазная четырехпроводная сеть)

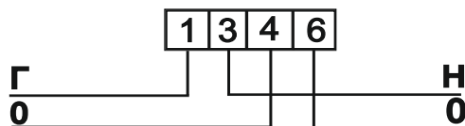


Рисунок 3.5 – Схема подключения СЕ208-С2

Данные схемы включения свойственны счетчикам, которые устанавливаются со стороны потребителей 0,23-0,4 кВ. Согласно поопорным схемам (рисунки 3.3-3.14) составим таблицу 3.4 с указанием мест установки однофазных и трехфазных электросчетчиков (Приложение А)

На стороне 10 кВ, на вводах всех трех указанных подстанций необходимо пользоваться схемой трансформаторного включения счетчиков (рисунок 3.4). В таблице 3.4 приведены счетчики и данные по измерительным трансформаторам.

Таблица 3.4 – Места установки однофазных и трехфазных электросчетчиков на стороне высокого напряжения согласно поопорным схемам

Место установки, объект	Измерительные трансформаторы (трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН))	Тип первичного измерительного прибора
Ввод КТП 2-18-05 (100 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КМТП 2-18-13 (25 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КСТП 2-18-21 (100 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КСТП 2-18-29 (400 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод СКТП 2-18-32 (630 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КТП 2-18-35 (160 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3)	СЕ303-S34

Место установки, объект	Измерительные трансформаторы (трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН))	Тип первичного измерительного прибора
Ввод КТП 2-18-1158 (160 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КТП 2-18-1546 (160 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КТП 2-18-2167 (160 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КТП 2-18-2425 (160 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод КТП 2-18-2694 (250 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34
Ввод ЗТП 2-18-3259 (2x400 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ303-S34

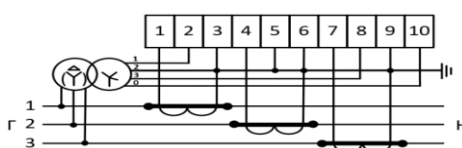


Рисунок 3.6 – Схема трансформаторного подключения счетчика СЕ303-S34 (57,7В, 5(10)А) – косвенное подключение через три трансформатора тока и три трансформатора напряжения (трехфазная трехпроводная сеть)

4 Анализ потребления и потерь электроэнергии по фидеру 2-18 ПС «Минусинская-опорная» ПАО «РОССЕТИ»

Анализ потребления электроэнергии и потерь по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» ПАО «РОССЕТИ» произведем за 4 полных календарных года (2017-2020 гг.). В такой динамике можно более чётче отследить изменения в структуре баланса электроэнергии (ЭЭ) по годам и по месяцам каждого года. АИИС КУЭ была установлена на Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» ПАО «РОССЕТИ» частично в 2017 и полностью в 2018 году. По графикам также будет видно изменение потерь ЭЭ, а по таблицам можно вычислить процент этих потерь от отпуска в сеть.

Таблица 4.1 – Баланс ЭЭ за 2017 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
Январь	157345	110465	46880	42,4	1052
Февраль	164258	112822	51436	45,6	1052
Март	156498	113826	42672	37,5	1052
Апрель	148901	103567	45334	43,8	1052
Май	143445	107922	35523	32,9	1052
Июнь	141091	112098	28993	25,9	1052
Июль	133345	109283	24062	22,0	1052
Август	136787	111925	24862	22,2	1052
Сентябрь	115009	89093	25916	29,1	1052
Октябрь	142902	110098	32804	29,8	1052
Ноябрь	186982	137881	49101	35,6	1052
Декабрь	195665	143124	52541	36,7	1052
Итого за год	1822228	1370262	451966	32,9	1052

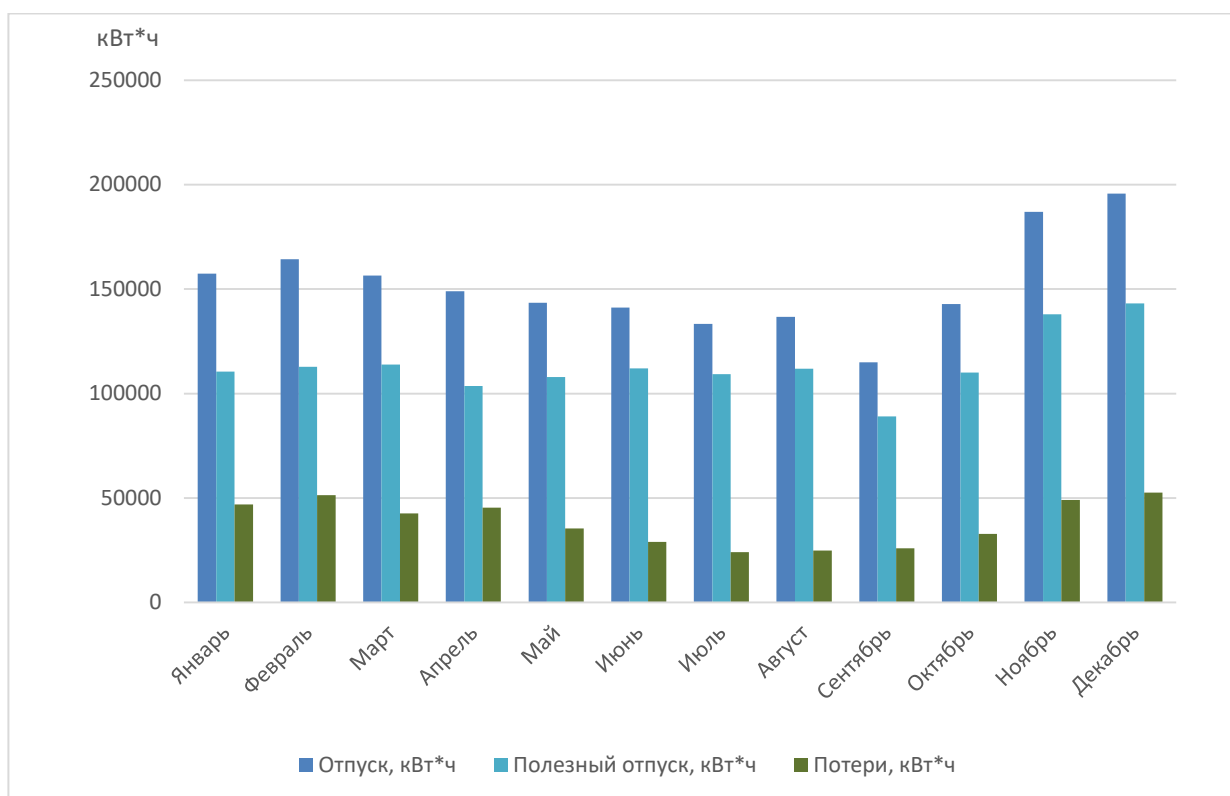


Рисунок 4.1 – Баланс ЭЭ за 2017 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

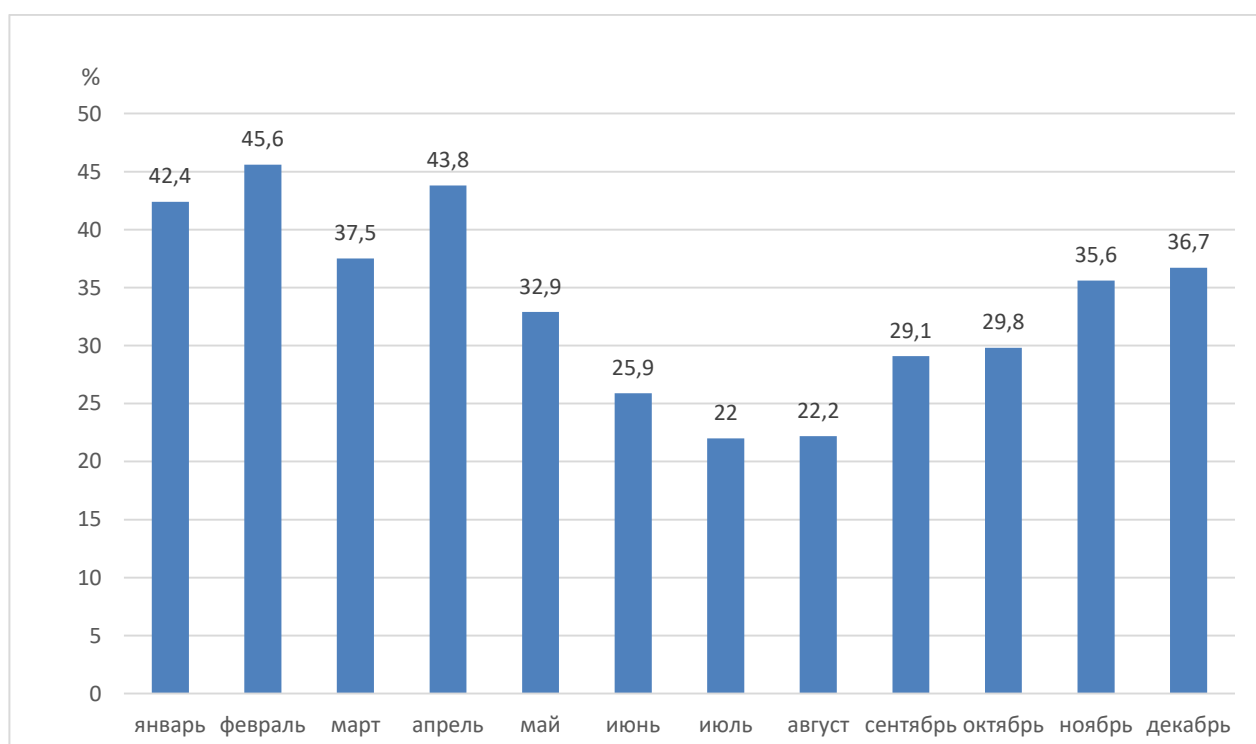


Рисунок 4.2 – Потери ЭЭ за 2017 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Рисунок 4.1 показывает, что потребление электроэнергии летом ниже, чем зимой. Это связано с тем, что зимой люди отапливают свои помещения и используют большее количество электроэнергии.

Из рисунка 4.2 видно, что до установки АИСКУЭ потери ЭЭ колебались в значительных пределах и составляли очень большую величину от 22,0 до 45,6 %.

Таблица 4.2 – Баланс ЭЭ за 2018 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
Январь	255665	189215	66450	35,2	1126
Февраль	214897	188554	26343	14,0	1126
Март	178213	155557	22656	14,6	1126
Апрель	138546	128073	10473	8,2	1126
Май	142779	134643	8136	6,1	1126
Июнь	102520	95673	6847	7,2	1126
Июль	133123	122688	10435	8,5	1126
Август	134502	125186	9316	7,4	1126
Сентябрь	146971	138642	8329	6,0	1126
Октябрь	140613	131566	9047	6,9	1126
Ноябрь	151030	142763	8267	5,8	1126
Декабрь	192008	181131	10877	6,0	1126
Итого за год	1930867	1733691	197176	10,5	1126

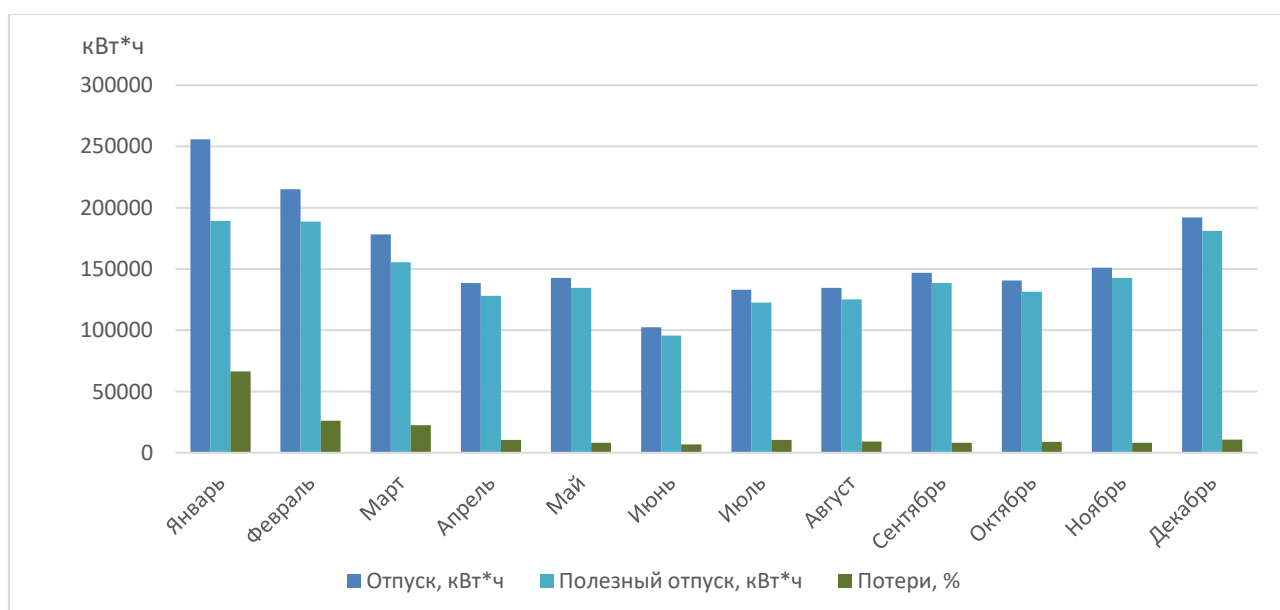


Рисунок 4.3 – Баланс ЭЭ за 2018 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

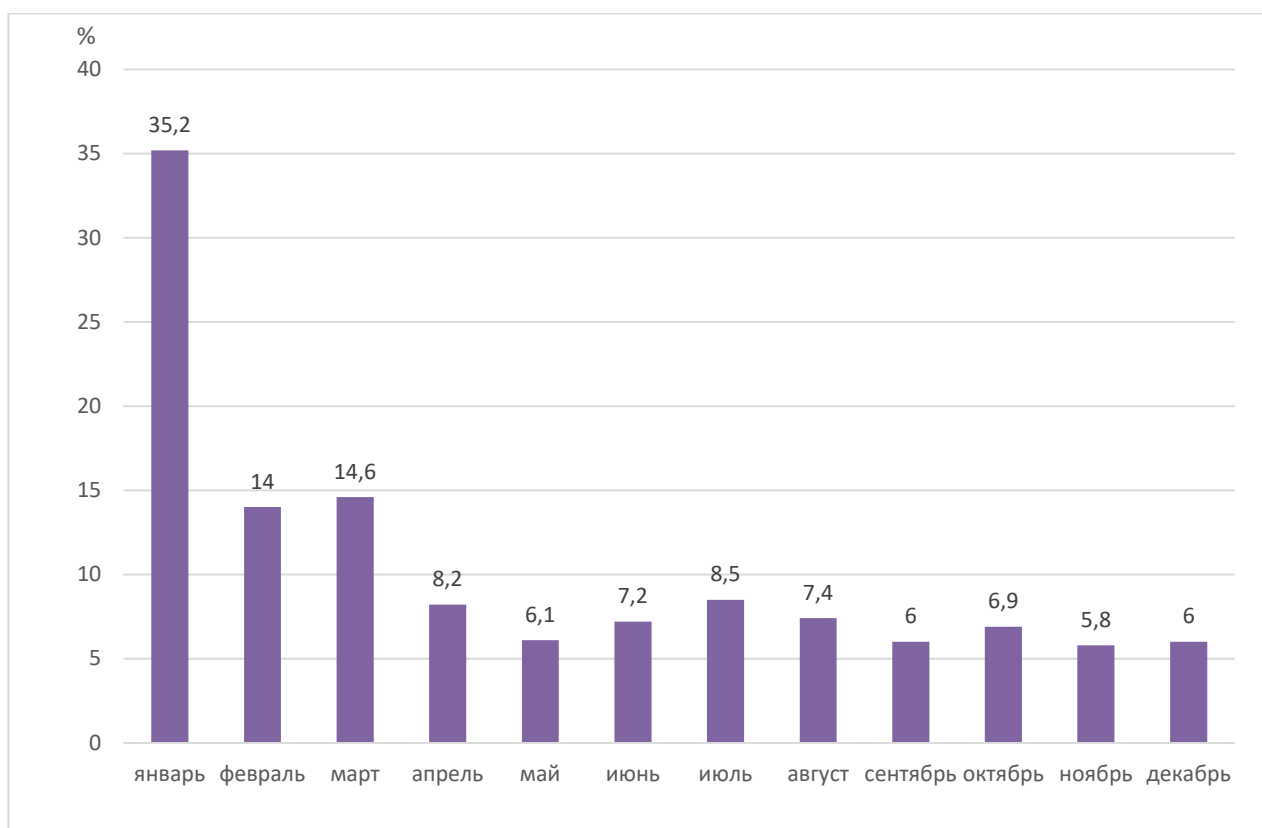


Рисунок 4.4 – Потери ЭЭ за 2018 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Из рисунка 4.4 следует, что в период действия системы АИИС КУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 6,0 до 35,2 %.

Таблица 4.3 – Баланс ЭЭ за 2019 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
Январь	186457	158274	28183	15,1	1210
Февраль	197630	178235	19395	9,8	1210
Март	155453	142981	12472	8,0	1210
Апрель	157894	143871	14023	8,9	1210
Май	140557	129867	10690	7,6	1210
Июнь	141211	129984	11227	8,0	1210
Июль	128278	121601	6677	5,2	1210
Август	121657	109810	11847	9,7	1210
Сентябрь	132774	111923	20851	15,7	1210
Октябрь	145699	124903	20796	14,3	1210
Ноябрь	154420	138866	15554	10,1	1210
Декабрь	169621	146017	23604	13,9	1210
Итого за год	1831651	1636332	195319	10,7	1210

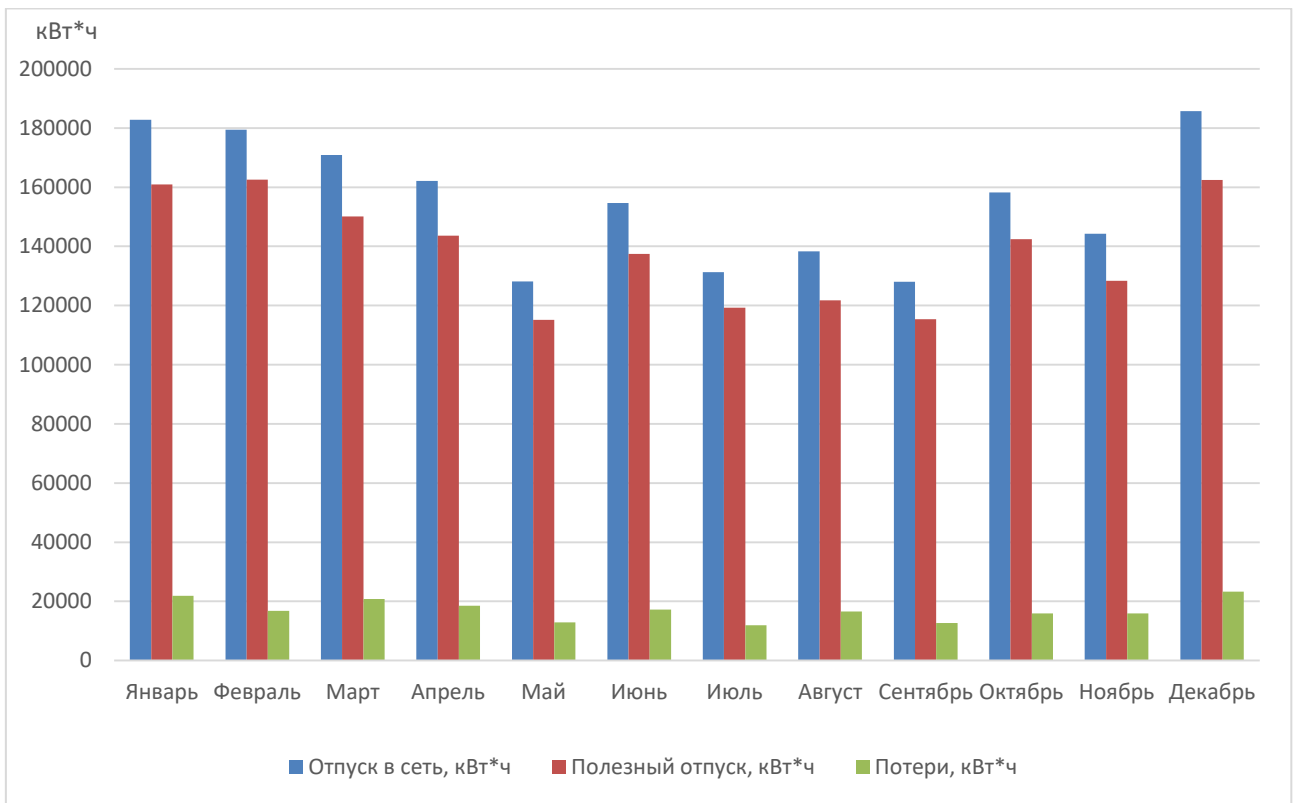


Рисунок 4.5 – Баланс ЭЭ за 2019 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

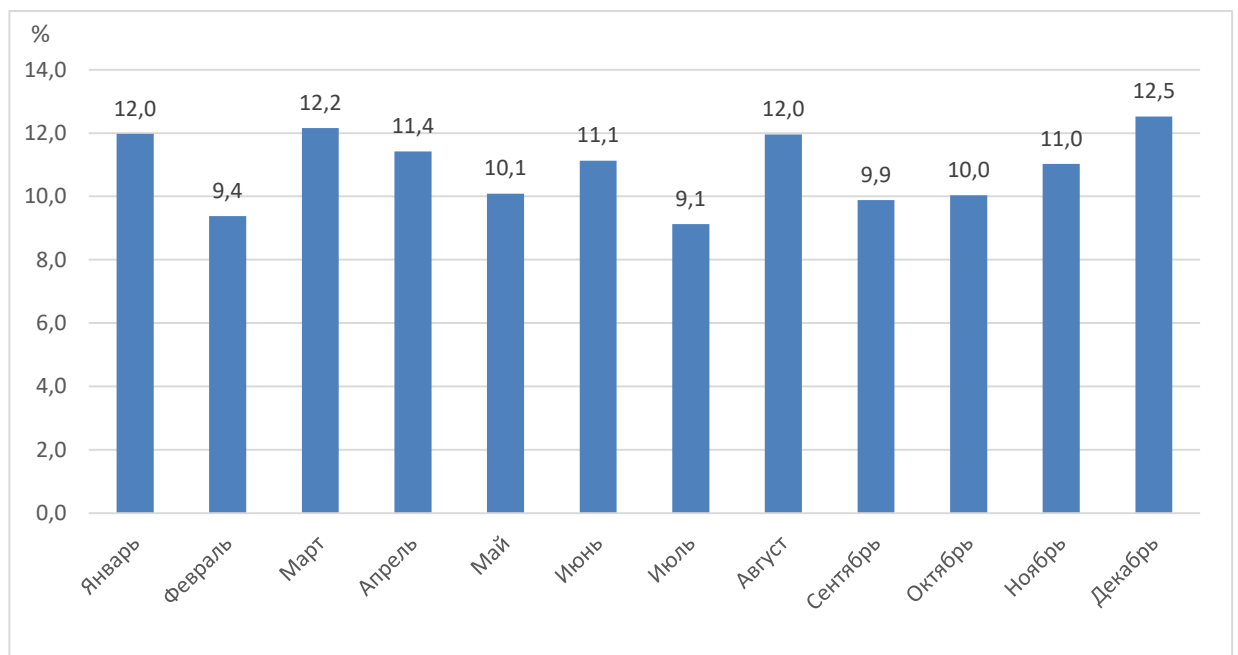


Рисунок 4.6 – Потери ЭЭ за 2019 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Из рисунка 4.6 следует, что в период действия системы АИИС КУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 9,1 до 12,2 %, т.е. стали уже существенно ниже.

Таблица 5.4 – Баланс ЭЭ за 2020 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
Январь	182835	160945	21890	12,0	1270
Февраль	179385	162556	16829	9,4	1270
Март	170893	150124	20769	12,2	1270
Апрель	162094	143588	18506	11,4	1270
Май	128094	115172	12922	10,1	1270
Июнь	154669	137453	17216	11,1	1270
Июль	131251	119273	11978	9,1	1270
Август	138274	121746	16528	12,0	1270
Сентябрь	128039	115385	12654	9,9	1270
Октябрь	158274	142384	15890	10,0	1270
Ноябрь	144278	128375	15903	11,0	1270
Декабрь	185734	162485	23249	12,5	1270
Итого за год	1863820	1659486	204334	11,0	1270

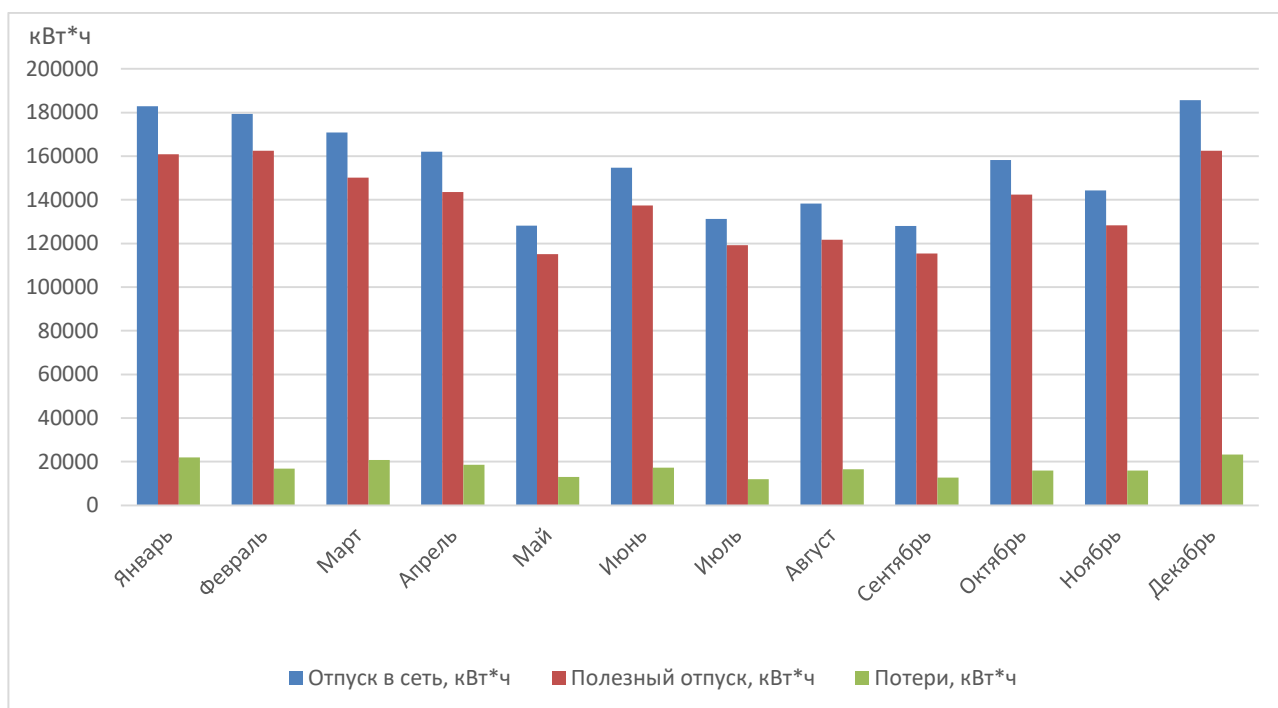


Рисунок 4.7 – Баланс ЭЭ за 2020 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

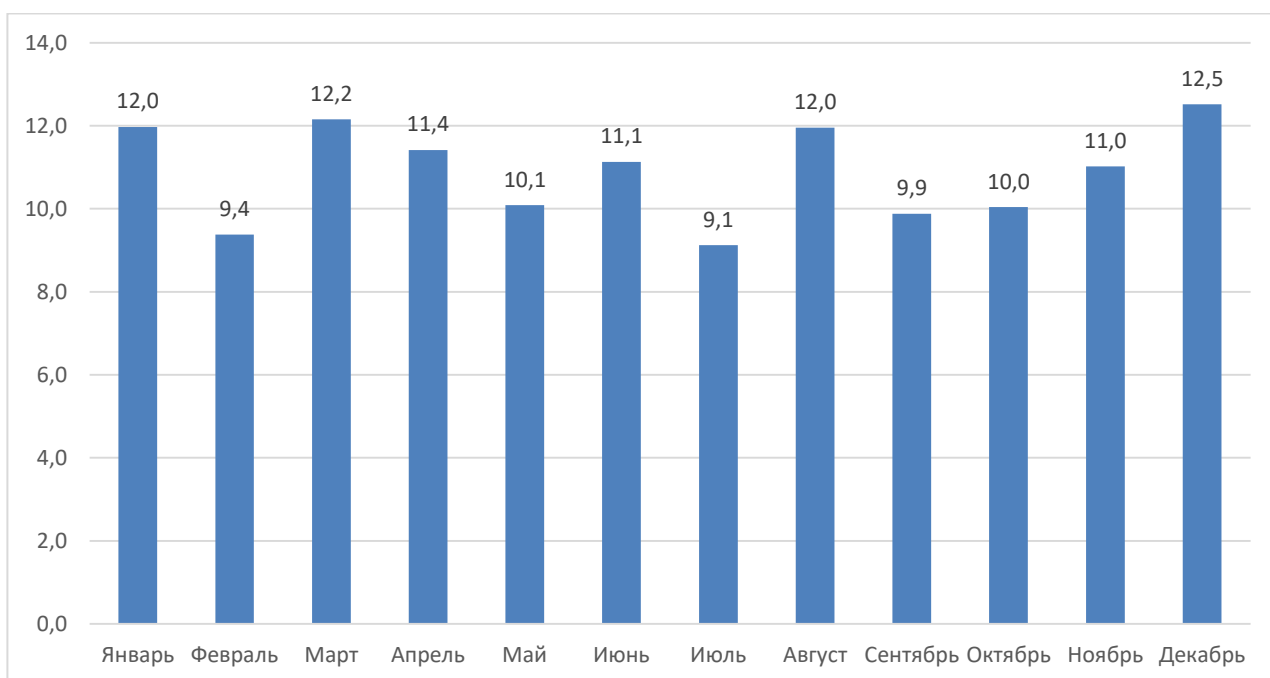


Рисунок 4.8 – Потери ЭЭ за 2020 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Из рисунка 4.8 следует, что в период действия системы АИИС КУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 9,1 до 12,5 %, т.е. находились примерно на том же уровне, что и в предыдущем году.

Таблица 4.6 – Баланс ЭЭ с 2017 по 2020 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
2017	1822228	1370262	451966	32,9	1052
2018	1930867	1733691	197176	10,5	1126
2019	1831651	1636332	195319	10,7	1210
2020	1863820	1659486	204334	11,0	1270

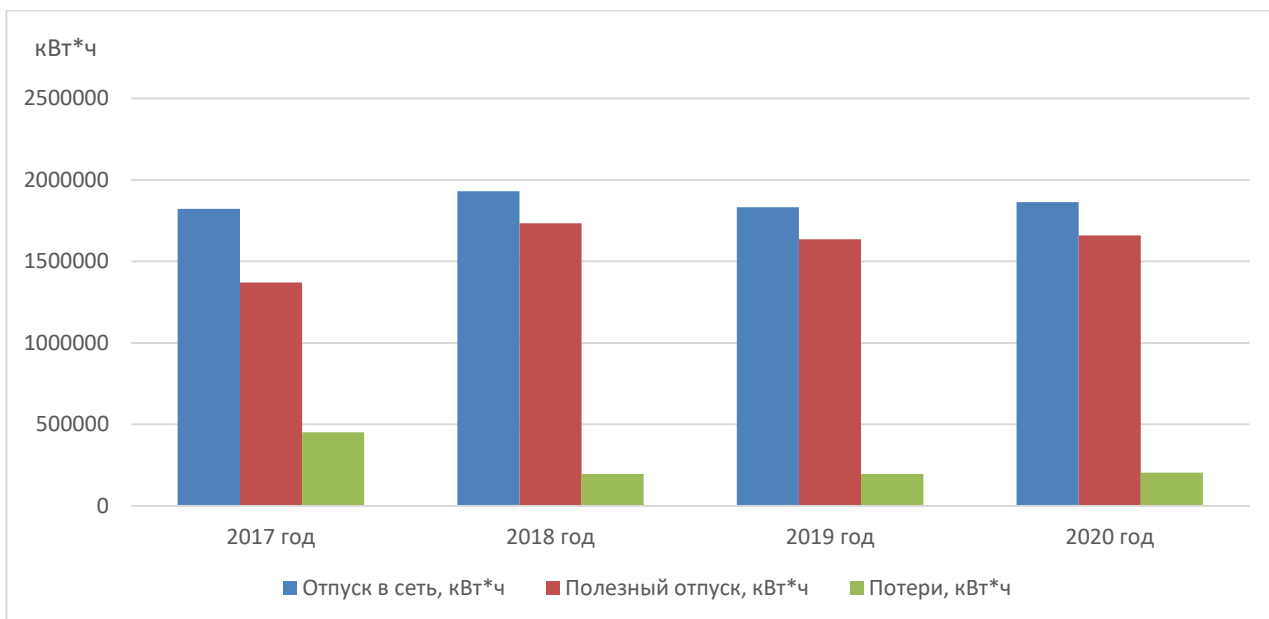


Рисунок 4.9 – Баланс ЭЭ с 2017 по 2020 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Из рисунка 4.9 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.

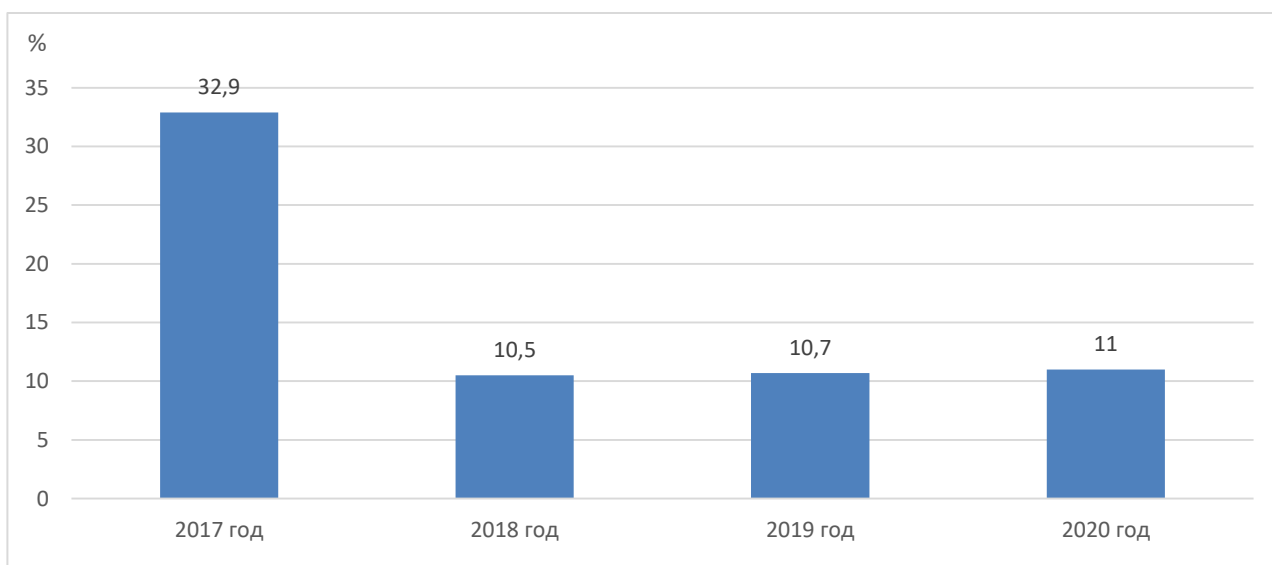


Рисунок 4.10 – Потери ЭЭ с 2017 по 2020 год по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Из рисунка 4.10 видно, что после установки АИИС КУЭ в 2017 году и в период действия этой системы до конца 2020 года потери ЭЭ снизились в 3 раза (в среднем за год в процентном соотношении к величине общего отпуска в сеть по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»).

5 Расчет технических и коммерческих потерь

5.1 Расчет технических потерь электроэнергии

Перед непосредственным расчетом технических потерь электроэнергии необходимо определить нагрузки каждого участка каждой линии.

Расчетная максимальная нагрузка от таких электроприемников, как частные жилые дома, питаемых по проводам 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ, может быть определена согласно РД 34.20.185-94 и по источникам [15, 18, 19] в зависимости от количества и характера электроприемников, использующихся в том или ином частном доме. Т.к. рассматриваются жилые дома с электроплитами и водонагревателями, то, учитывая коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 0,4 кВ для такого вида объектов, необходимо использовать формулу для расчета нагрузки:

$$P_{max} = P_m \cdot n \cdot K_o, \quad (5.1)$$

где P_m – максимальная нагрузка одного частного дома (варьируется в зависимости от характера электроприемников);

n – количество частных домов, подключенных к магистральной линии (или ее отдельному участку (сегменту));

K_o – коэффициент одновременности, зависящий от количества электроприемников, питающихся от того или иного участка линии, таблица 2.1. Добавки к расчетной мощности не используем, т.к. однородные потребители отличаются по установленной мощности менее чем в четыре раза [18].

Наиболее распространенным методом расчета технических потерь мощности является метод максимальных потерь, согласно которому потери энергии определяются по максимальной нагрузке и числу часов использования максимума нагрузок [18].

Потери активной мощности в трехфазной линии по формуле [18]:

$$\Delta P_{max} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot R_{л}, \quad (5.2)$$

где активное сопротивление линии:

$$R_{л} = L_{л} \cdot r_0; \quad (5.3)$$

Потери активной энергии в линии:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau. \quad (5.4)$$

Полные и реактивные мощности, и расчетные токи, протекающие по каждому сегменту ЛЭП [18]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos f}, \quad (5.5)$$

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}, \quad (5.6)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}. \quad (5.7)$$

При расчете нагрузок ЛЭП 10 кВ и количестве КТП в населенном пункте до 20 шт., коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 10 кВ могут быть определены по [18]. Коэффициенты одновременности (K_o) для электронагрузок в сетях 10 кВ и в сетях 0,4 кВ отличаются. Расчет нагрузки по участкам ведем с конца каждой линии [6]. Расчеты сводим в таблицы 5.1-5.6 для каждой линии, отходящей от каждой подстанции. Далее рассчитаем потери в линиях 0,4 кВ, питающих ТП, согласно схемам рисунков 2.3-2.5

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

$$T_m = 2600 \text{ ч}$$

Тогда время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5.8)$$

Из-за большого количества линий и отсутствия данных с программы RastrWin3, в которой энергоснабжающие компании производят расчеты, потери в сети 10 кВ будем рассчитывать вероятно-статистическим методом, предложенным в учебнике [33].

Особенность метода заключается в том, что он не предполагает расчетов

токораспределения в сети. Потери электроэнергии рассчитываются на основе таких обобщенных статистических характеристик как отпуск электроэнергии в распределительную сеть, количество распределительных линий, протяженность линий, установленная мощность трансформаторов и др. при этом зависимости потерь электроэнергии от обобщенных статистических характеристик сети находят на основе обработки результатов определенного количества заранее выполняемых электрических расчетов для статистически представительной (репрезентативной) выборки распределительных линий. В результате получают соответствующие регрессионные зависимости.

$$R_{\Sigma} = R_{\text{эл}} + R_{\text{эт}} = 19,1 \cdot S_{\text{т}\Sigma}^{-2} \sum_{i=1}^n L_i^{0,735} \cdot S_{\text{т}i}^{1,45} \quad (5.9)$$

где $R_{\text{эл}}$ – эквивалентное сопротивление линии, $R_{\text{эт}}$ – эквивалентное сопротивление трансформатора, $S_{\text{т}\Sigma}$ – суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА, L_i – длина линии, км., $S_{\text{т}i}$ – мощность трансформатора, МВА.

Технические потери мощности в линиях 10 кВ:

$$\Delta W_{10\text{кВ}} = 3I_{\text{ту}}^2 \cdot R_{\text{эк}} \cdot \tau, \quad (5.10)$$

Таблица 5.1 – Расчет электрических нагрузок КТП 2-18-05

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
Л-1	14	15	1	1	9	9
Л-1	10	11	2	0,73	18	13,14
Л-1	8	9	3	0,62	27	16,74
Л-1	5	6	4	0,56	36	20,16
Л-1	КТП	1	4	0,56	36	20,16
Л-2	6	7	1	1	9	9
Л-2	4	5	2	0,73	18	13,14
Л-2	2	3	3	0,56	27	15,12
Л-2	КТП	1	3	0,56	27	15,12
Л-3	5	6	4	0,56	36	20,16
Л-3	4	5	8	0,418	72	30,096
Л-3	3	4	15	0,29	135	39,15

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
Л-3	КТП	1	15	0,29	135	39,15

Таблица 5.2 – Токи и мощности на каждом из участков линий, отходящих от КТП 2-18-05

Линия	Начало участка	Конец участка	Р _р , кВт	С _р , кВА	Q _р , кВар	I _р , А
Л-1	14	15	9	9,5	3,0	14,4
Л-1	10	11	13,14	13,8	4,3	21,0
Л-1	8	9	16,74	17,6	5,5	26,8
Л-1	5	6	20,16	21,2	6,6	32,3
Л-1	КТП	1	20,16	21,2	6,6	32,3
Л-2	6	7	9	9,5	3,0	14,4
Л-2	4	5	13,14	13,8	4,3	21,0
Л-2	2	3	15,12	15,9	5,0	24,2
Л-2	КТП	1	15,12	15,9	5,0	24,2
Л-3	5	6	20,16	21,2	6,6	32,3
Л-3	4	5	30,096	31,7	9,9	48,2
Л-3	3	4	39,15	41,2	12,9	62,7
Л-3	КТП	1	39,15	41,2	12,9	62,7

Таблица 5.3 – Расчет электрических нагрузок КТП 2-18-1158

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
Л1	7	8	1	1	9	9
Л1	4	7	1	1	9	9
Л1	КТП1	4	2	0,73	18	13,14
Л2	15	16	2	0,73	18	13,14
Л2	14	15	2	0,73	18	13,14
Л2	13	14	2	0,73	18	13,14
Л2	12	13	2	0,73	18	13,14
Л2	11	12	1	1	9	9
Л2	10	11	1	1	9	9
Л2	9	10	2	0,73	18	13,14
Л2	8	9	2	0,73	18	13,14
Л2	7	8	2	0,73	18	13,14
Л2	6	7	1	1	9	9
Л2	5	6	1	1	9	9
Л2	4	5	2	0,73	18	13,14
Л2	3	4	1	1	9	9
Л2	КТП2	3	21	0,29	189	54,81
Л3	16	20	1	1	9	9

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
ЛЗ	14	15	4	0,5	36	18
ЛЗ	13	14	1	1	9	9
ЛЗ	11	13	1	1	9	9
ЛЗ	9	10	1	1	9	9
ЛЗ	7	8	4	0,5	36	18
ЛЗ	6	7	2	0,73	18	13,14
ЛЗ	5	6	2	0,73	18	13,14
ЛЗ	4	5	1	1	9	9
ЛЗ	3	4	1	1	9	9
ЛЗ	1	3	1	1	9	9
ЛЗ	КТПЗ	1	19	0,29	171	49,59
Л4	17	23	3	0,62	27	16,74
Л4	11	22	2	0,73	18	13,14
Л4	16	19	1	1	9	9
Л4	15	16	1	1	9	9
Л4	14	15	1	1	9	9
Л4	13	14	1	1	9	9
Л4	12	13	2	0,73	18	13,14
Л4	10	12	1	1	9	9
Л4	9	10	2	0,73	18	13,14
Л4	8	9	2	0,73	18	13,14
Л4	7	8	2	0,73	18	13,14
Л4	6	7	1	1	9	9
Л4	5	6	1	1	9	9
Л4	4	5	2	0,73	18	13,14
Л4	2	4	1	1	9	9
Л4	КТП4	2	23	0,29	207	60,03

Таблица 5.4 – Токи и мощности на каждом из участков линий, отходящих от КТП 2-18-1158

Линия	Начало участка	Конец участка	Р _р , кВт	С _р , кВА	Q _р , кВар	I _р , А
Л1	7	8	9	9,5	3,0	14,4
Л1	4	7	9	9,5	3,0	14,4
Л1	КТП1	4	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	15	16	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	14	15	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	13	14	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	12	13	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	11	12	9	9,5	3,0	14,4
Л2	10	11	9	9,5	3,0	14,4
Л2	9	10	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	8	9	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	7	8	13,14	13,8	4,3	21,0

Линия	Начало участка	Конец участка	Рр, кВт	Sp, кВА	Qр, кВар	Ip, А
Л2	6	7	9	9,5	3,0	14,4
Л2	5	6	9	9,5	3,0	14,4
Л2	4	5	13,14	13,8	4,3	21,0
Л2	3	4	9	9,5	3,0	14,4
Л2	КТП2	3	54,81	57,7	18,1	87,8
Л3	16	20	9	9,5	3,0	14,4
Л3	14	15	18	19,0	5,9	28,8
Л3	13	14	9	9,5	3,0	14,4
Л3	11	13	9	9,5	3,0	14,4
Л3	9	10	9	9,5	3,0	14,4
Л3	7	8	18	19,0	5,9	28,8
Л3	6	7	13,14	13,8	4,3	21,0
Л3	5	6	13,14	13,8	4,3	21,0
Л3	4	5	9	9,5	3,0	14,4
Л3	3	4	9	9,5	3,0	14,4
Л3	1	3	9	9,5	3,0	14,4
Л3	КТП3	1	49,59	52,2	16,4	79,4
Л4	17	23	16,74	17,6	5,5	26,8
Л4	11	22	13,14	13,8	4,3	21,0
Л4	16	19	9	9,5	3,0	14,4
Л4	15	16	9	9,5	3,0	14,4
Л4	14	15	9	9,5	3,0	14,4
Л4	13	14	9	9,5	3,0	14,4
Л4	12	13	13,14	13,8	4,3	21,0
Л4	10	12	9	9,5	3,0	14,4
Л4	9	10	13,14	13,8	4,3	21,0
Л4	8	9	13,14	13,8	4,3	21,0
Л4	7	8	13,14	13,8	4,3	21,0
Л4	6	7	9	9,5	3,0	14,4
Л4	5	6	9	9,5	3,0	14,4
Л4	4	5	13,14	13,8	4,3	21,0
Л4	2	4	9	9,5	3,0	14,4
Л4	КТП4	2	60,03	63,2	19,8	96,2

Таблица 5.5 – Расчет электрических нагрузок КТП 2-18-1546

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
Л1	23	24	3	0,62	27	16,74
Л1	22	23	1	1	9	9
Л1	18	19	4	0,5	36	18
Л1	17	22	3	0,62	27	16,74
Л1	15	16	7	0,38	63	23,94
Л1	12	17	1	1	9	9
Л1	8	10	1	1	9	9
Л1	3	12	1	1	9	9
Л1	4	3	2	0,73	18	13,14
Л1	1	2	1	1	9	9
Л1	КТП	1	24	0,29	216	62,64

Таблица 5.6 – Токи и мощности на каждом из участков линий, отходящих от КТП 2-18-1546

Линия	Начало участка	Конец участка	Р _р , кВт	С _р , кВА	Q _р , кВар	I _р , А
Л1	23	24	16,74	17,6	5,5	26,8
Л1	22	23	9	9,5	3,0	14,4
Л1	18	19	18	19,0	5,9	28,8
Л1	17	22	16,74	17,6	5,5	26,8
Л1	15	16	23,94	25,2	7,9	38,3
Л1	12	17	9	9,5	3,0	14,4
Л1	8	10	9	9,5	3,0	14,4
Л1	3	12	9	9,5	3,0	14,4
Л1	4	3	13,14	13,8	4,3	21,0
Л1	1	2	9	9,5	3,0	14,4
Л1	КТП	1	62,64	66,0	20,7	100,3

На основании расчетных нагрузок далее производим расчет потерь активной мощности.

Таблица 5.7 – Расчеты потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от КТП 2-18-05

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	I _р , А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	г _о , Ом/км	ΔР _л , кВт
Л-1	14	15	0,025	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,01
Л-1	10	11	0,025	21,0	0,95	0,31	50	0,65	0,02
Л-1	8	9	0,025	26,8	0,95	0,31	50	0,65	0,03
Л-1	5	6	0,025	32,3	0,95	0,31	50	0,65	0,05
Л-1	КТП1	4	0,1	32,3	0,95	0,31	50	0,65	0,20

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	ΔРл, кВт
Л-2	6	7	0,025	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,01
Л-2	4	5	0,025	21,0	0,95	0,31	50	0,65	0,02
Л-2	2	3	0,025	24,2	0,95	0,31	50	0,65	0,03
Л-2	КТП2	2	0,05	24,2	0,95	0,31	50	0,65	0,06
Л-3	5	6	0,025	32,3	0,95	0,31	50	0,65	0,05
Л-3	4	5	0,025	48,2	0,95	0,31	50	0,65	0,11
Л-3	3	4	0,025	62,7	0,95	0,31	50	0,65	0,19
								Итого	1,17

Таблица 5.8 – Расчеты потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от КТП 2-18-1158

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	ΔРл, кВт
Л1	7	8	0,025	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,01
Л1	4	7	0,075	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,03
Л1	КТП1	4	0,1	21,0	0,95	0,31	50	0,65	0,09
Л2	15	16	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л2	14	15	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л2	13	14	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л2	12	13	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л2	11	12	0,025	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,01
Л2	10	11	0,025	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,01
Л2	9	10	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л2	8	9	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л2	7	8	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8492	0,03
Л2	6	7	0,025	14,4	0,95	0,31	35	0,8492	0,01
Л2	5	6	0,025	14,4	0,95	0,31	35	0,8492	0,01
Л2	4	5	0,025	21,0	0,95	0,31	35	0,8492	0,03
Л2	3	4	0,025	14,4	0,95	0,31	35	0,8492	0,01
Л2	КТП2	3	0,075	87,8	0,95	0,31	35	0,8347	1,44
Л3	16	20	0,1	14,4	0,95	0,31	35	0,8492	0,05
Л3	14	15	0,025	28,8	0,95	0,31	50	0,65	0,04
Л3	13	14	0,025	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,01
Л3	11	13	0,05	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,02
Л3	9	10	0,025	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,01
Л3	7	8	0,025	28,8	0,95	0,31	50	0,65	0,04
Л3	6	7	0,025	21,0	0,95	0,31	50	0,65	0,02
Л3	5	6	0,025	21,0	0,95	0,31	50	0,65	0,02
Л3	4	5	0,025	14,4	0,95	0,31	50	0,65	0,01
Л3	3	4	0,025	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,01
Л3	1	3	0,05	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л3	КТП3	1	0,025	79,4	0,95	0,31	35	0,8492	0,40
Л4	17	23	0,24	26,8	0,95	0,31	35	0,8347	0,43
Л4	11	22	0,44	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,49

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	ΔРл, кВт
Л4	16	19	0,12	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,06
Л4	15	16	0,04	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л4	14	15	0,04	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л4	13	14	0,04	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л4	12	13	0,04	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	10	12	0,08	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	9	10	0,04	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	8	9	0,04	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	7	8	0,04	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	6	7	0,04	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л4	5	6	0,04	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л4	4	5	0,04	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	2	4	0,08	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,04
Л4	КТП4	2	0,08	96,2	0,95	0,31	35	0,8347	1,85
								Итого	5,76

Таблица 5.9 – Расчеты потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от ТП-2-18-1546

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	Ip, А	cos φ	sin φ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	□Рл, кВт
Л1	23	24	0,03	26,8	0,95	0,31	35	0,8347	0,05
Л1	22	23	0,03	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л1	18	19	0,03	28,8	0,95	0,31	35	0,8347	0,06
Л1	17	22	0,15	26,8	0,95	0,31	35	0,8347	0,27
Л1	15	16	0,03	38,3	0,95	0,31	35	0,8347	0,11
Л1	12	17	0,15	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,08
Л1	8	10	0,06	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л1	3	12	0,27	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,14
Л1	4	3	0,03	21,0	0,95	0,31	35	0,8347	0,03
Л1	1	2	0,03	14,4	0,95	0,31	35	0,8347	0,02
Л1	КТП	1	0,03	100,3	0,95	0,31	35	0,8347	0,75
								Итого	1,56

Исходя из всех представленных выше данных, можно сделать вывод о том, что на 110 потребителей ЭЭ потери в линиях 0,4 кВ составляют 8,49 кВт. Следовательно, чтобы не усложнять расчеты, так как в деревне Быстрая подключено 489 потребителей ЭЭ (без учета уличного освещения), мы увеличим потери в 4,5 раза, чтобы понять, сколько потерь мощности приходится на всех потребителей.

Таким образом, суммарные потери в линиях составят:

$$P_{\Sigma 110 \text{ потреб.}} = 1,17 + 5,76 + 1,56 = 8,49 \text{ кВт.}$$

$$P_{\Sigma 489 \text{ потреб.}} = 8,49 * 4,5 = 38,2 \text{ кВт.}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 1294 \text{ ч.}$$

Технические потери мощности в линиях 0,4 кВ:

$$\Delta W_{л} = 38,2 \cdot 1292 = 49454 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Технические потери мощности в линиях 10 кВ:

$$\Delta W_{10кВ} = 3I_{ту}^2 \cdot R_{эк} \cdot \tau = 3 \cdot 134^2 \cdot 1,32 \cdot 1292 = 91868,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Эквивалентное сопротивление:

$$R_3 = 19,1 \cdot 3325^{-2} \cdot (2,31^{0,735} \cdot 0,063^{1,45}) + (4,76^{0,735} \cdot 0,1^{1,45}) + (2,93^{0,735} \cdot 0,025^{1,45}) + (0,37^{0,735} \cdot 0,1^{1,45}) + (0,3^{0,735} \cdot 0,8^{1,45}) + (0,25^{0,735} \cdot 0,16^{1,45}) + (0,07^{0,735} \cdot 0,16^{1,45}) + (0,479^{0,735} \cdot 0,1^{1,45}) + (0,06^{0,735} \cdot 0,32^{1,45}) + (0,36^{0,735} \cdot 0,4^{1,45}) + (0,28^{0,735} \cdot 0,25^{1,45}) + (0,45^{0,735} \cdot 0,16^{1,45}) + (0,42^{0,735} \cdot 0,4^{1,45}) + (0,382^{0,735} \cdot 0,4^{1,45}) + (0,8^{0,735} \cdot 0,1^{1,45}) = 1,32$$

Таким образом, суммарные технические потери ЭЭ на Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» составят:

$$\Delta W_{\text{ТЕХ}} = 49354 + 91868,6 = 141222,6 \text{ кВт.ч.}$$

Технические потери ЭЭ на Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» в процентном соотношении относительно общего отпуска в сеть, по фидеру:

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2017 \text{ г.}) = 141222,6 / 1822228 * 100 = 7,75 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2018 \text{ г.}) = 141222,6 / 1930867 * 100 = 7,31 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2019 \text{ г.}) = 141222,6 / 1831651 * 100 = 7,71 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2020 \text{ г.}) = 141222,6 / 1863820 * 100 = 7,58 \text{ \%};$$

5.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии

Для анализа эффективности внедрения АИСКУЭ, определим коммерческие потери ЭЭ по каждому году рассматриваемого четырехлетнего периода. Как известно, коммерческие потери ЭЭ составляют разницу между полными потерями и рассчитанными ранее техническими потерями ЭЭ:

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2017 \text{ г.}) = 451966 - 141222,6 = 310743,4 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2018 \text{ г.}) = 197176 - 141222,6 = 55953,4 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2019 \text{ г.}) = 195319 - 141222,6 = 54096,4 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2020 \text{ г.}) = 204334 - 141222,6 = 63111,4 \text{ кВт.ч.};$$

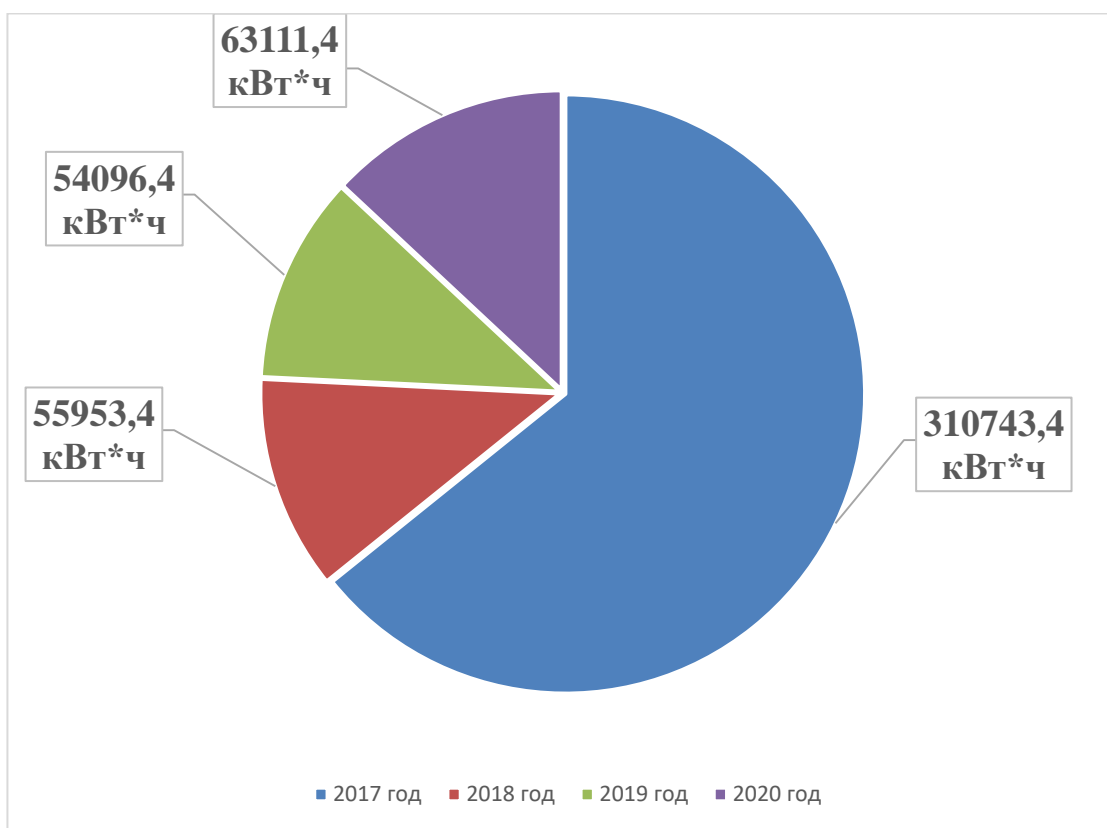


Рисунок 5.1 - Коммерческие потери ЭЭ по фидеру 2-18 ПС «Минусинская-опорная» с 2017 по 2020 гг

Коммерческие потери ЭЭ на Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» в процентном соотношении относительно общего отпуска в сеть, по фидеру:

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2017 \text{ г.}) = 310743,4 / 1822228 * 100 = 17,1 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2018 \text{ г.}) = 55953,4 / 1930867 * 100 = 2,9 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2019 \text{ г.}) = 54096,4 / 1831651 * 100 = 3 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ, \%}} (2020 \text{ г.}) = 63111,4 / 1863820 * 100 = 3,4 \text{ \%};$$

На рисунке 5.1 изображен график баланса ЭЭ по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» за каждый год четырехлетнего периода, на рисунке 5.2 изображен годовой график коммерческих и технических потерь по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» за каждый год четырехлетнего периода.

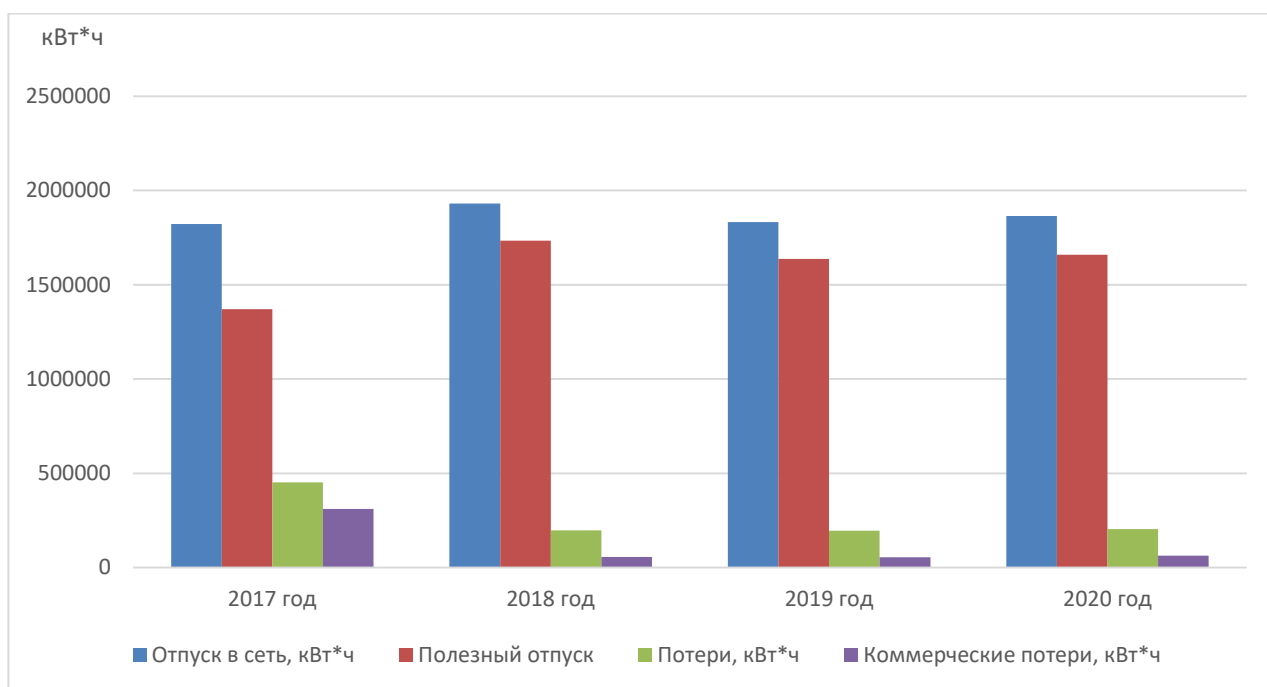


Рисунок 5.1 – Годовой график баланса ЭЭ по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

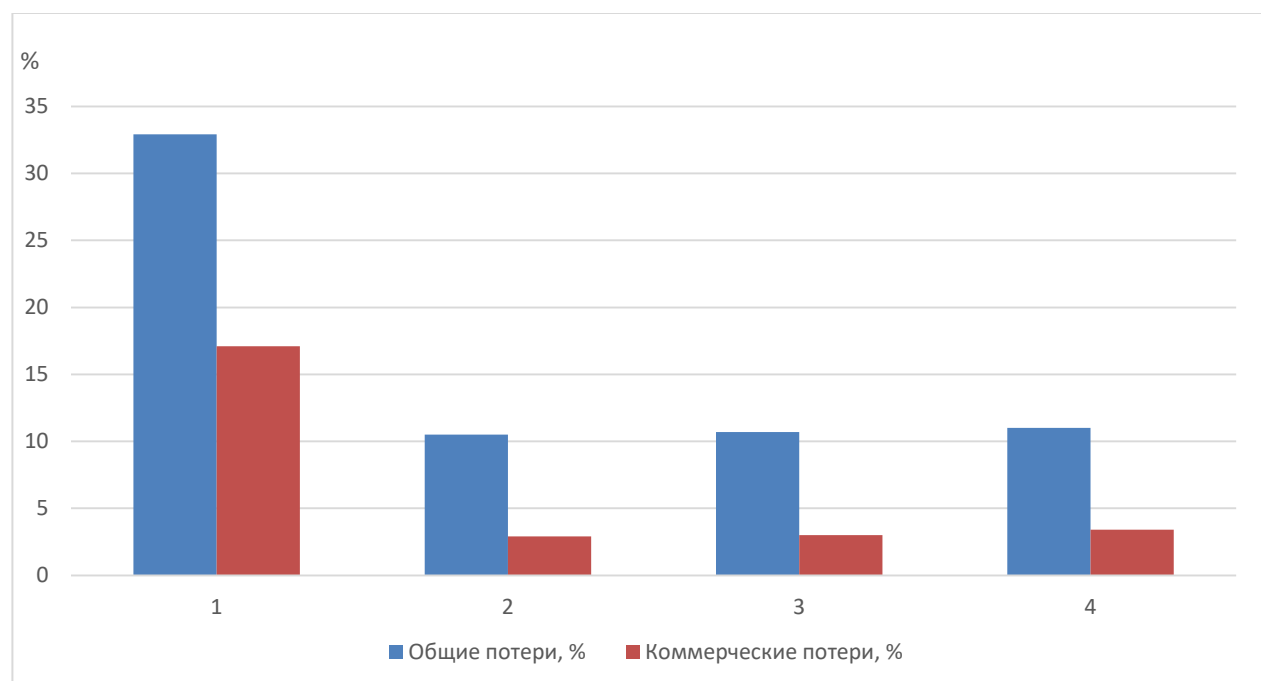


Рисунок 5.2 – Годовой график потерь ЭЭ по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»

Из графиков видно, что после установки АИИС КУЭ в 2018 году, коммерческие потери сократились почти в 6 раз. Это свидетельствует тому, что установка АИИС КУЭ эффективно предотвращает хищения ЭЭ.

Проведем оценку оплаты коммерческих потерь до и после установки АИИС КУЭ, разница в оплате показывает экономию и определяется через стоимость (тариф) на оплату потерь.

В 2018 году одноставочный тариф составлял – 2,55, в 2019 - 2,68 руб., в 2020 году – 2,93 руб. для Красноярского края. Тогда разница в оплате составит:

$$E_{2018} = (310743,4 - 55953,4) * 2,37 = 603852 \text{ руб.};$$

$$E_{2019} = (310743,4 - 54096,4) * 2,82 = 608253 \text{ руб.};$$

$$E_{2019} = (310743,4 - 63111,4) * 3,05 = 586888 \text{ руб.}$$

По данным проекта по созданию АИСКУЭ на электросетевых объектах по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная», полная стоимость внедрения АИСКУЭ составляет 7667520 руб. Она состоит из затрат на приборы учета – 4600512 руб, и 40% от стоимости приборов учета составляют затраты на установку – 3067008 руб.

Для расчета срока окупаемости принимаем среднюю экономию за 2018-2020 гг.:

$$E_{\text{ср}} = (603852 + 608253 + 586888) / 3 = 599664 \text{ руб.}$$

$$T_{\text{ок}} = 4667520 / 599664 = 7,78 \text{ лет.}$$

Таким образом, внедрение АИИС КУЭ на электросетевых объектах по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная» имеет срок окупаемости 8 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был проведен анализ потерь по фидеру 2-18, питающего потребителей д. Быстрая Минусинского района, ПС «Минусинская-опорная» ПАО «РОССЕТИ».

В теоретической части работы рассмотрены 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 фидеру 2-18, сделаны соответствующие выводы об изменении потребления электроэнергии по годам и месяцам в году.

В практической части произведен расчет технических и коммерческих потерь мощности и электрической энергии и сделаны выводы об эффективности внедрения АИИС КУЭ по фидеру 2-18.

В период действия системы АИИС КУЭ с каждым годом при увеличении потребителей увеличивался и отпуск в сеть и полезный отпуск, но при этом потери электрической энергии имели тенденцию к уменьшению (нет резких всплесков в сторону увеличения), т.е., происходил процесс их снижения за счет действия системы АИИС КУЭ.

После установки АИИС КУЭ в 2017 году и в период действия этой системы до конца 2020 года потери электрической энергии снизились практически в 6 раза (в среднем за год в процентном соотношении к величине общего отпуска в сеть по Ф. 2-18 ПС «Минусинская-опорная»).

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенная конфигурация системы коммерческого учета электроэнергии может быть использована для внедрения АИИС КУЭ на других подобных объектах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок. – СПб.: ДЕАН, 2018. – 463 с.
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 [Электронный ресурс]. – URL: <https://asutpp-ru.turbopages.org/s/asutpp.ru/poteri-jelektrojenergii-v-jelektricheskikh-setjah.html> (дата обращения 04.06.2024).
8. ГОСТ 6570-75 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные».
9. ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.
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.
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 [Электронный ресурс]. – М. : ЭНЕРГИЯ, 2013. – 348 с. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/22731> (дата обращения 04.06.2024).

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс]. – М. : ЭНЕРГИЯ, 2013. – 332 с. – Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/22732> (дата обращения 07.06.2024).

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

15. СП 256.1325800.2016 Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа.

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 электро-сетевом 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 БИБКОМ – ТРАНСЛОГ, 2015. – 455 с.

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

21. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.

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.

23. Александров, Н. В. Особенности эксплуатации сельских электрических сетей [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-ekspluatatsii-selskih-elektricheskikh-setey> (дата обращения 12.06.2024).

24. Счетчик электроэнергии однофазный многотарифный СЕ208-С4

[Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce208c4_spodes (дата обращения 12.05.2024).

25. Счетчик электроэнергии однофазный многотарифный CE308-S31 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce308s31_spodes (дата обращения 12.05.2024).

26. АСКУЭ. Варианты построения. Каталог фирмы «Энергомера» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/catalog/energomera_catalog_askue_8680.pdf (дата обращения 12.05.2024).

27. АСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/askue/variants/askue_lora (дата обращения 12.05.2024).

28. Руководство пользователя счетчиков CE208, CE308 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/product/ce208_ce308_v9_x_10_x_spds_r.pdf (дата обращения 12.05.2024).

29. 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...".

30. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

31. Приказ Министерства энергетики РФ от 01 февраля 2010 г. N 36 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".

32. СТО 34.01-3.2-011-2017 Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания.

33. Герасименко А.А., Федин И.Т. Передача и распределение электрической энергии.: Изд–во ФЕНИКС, 2006. – 395 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 3.4 – Места установки и наименования однофазных и трехфазных электросчетчиков на стороне низкого напряжения согласно поопорным схемам

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Гагарина	48	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	47	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	50	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	47	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	71	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	26	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	53	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	26	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	55	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	24	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	63	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	24	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	67	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	56	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	71	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	43	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	55	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	46	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	48	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	47	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Степная	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	50	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	28	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	54	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Степная	30	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	54	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Степная	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Нежилое здание ТП 2167	39	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Степная	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Речной	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	38	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Речной	4	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	39	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Речной	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	41	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Речной	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Речной	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	43	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Береговой	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Береговой	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	45	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Береговой	14	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	47	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Кирова	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	49	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Кирова	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	51	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Кирова	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Степная	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Кирова	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	29	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	16	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Детский сад	нет данных	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	производственная база	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	ветучасток	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Набережная	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Набережная	10	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Новый	4	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	1	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	24	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Гагарина	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Гагарина	52	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	40	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Крестьянская	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
оп.20	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Крестьянская	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
водонапорная башня	нет данных	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Крестьянская	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	1	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	11	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A
Степная	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	15	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Крестьянская	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В;	Крестьянская	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Степная	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Крестьянская	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Крестьянская	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	15	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	15	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	21	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	21	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Степная	23	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	12	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Степная	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD;	Ленина	13	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Степная	25	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	25	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	27	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	15	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Степная	37	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Гагарина	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Нефтебаза	13	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Ленина	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Нефтебаза	15	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Ленина	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Нефтебаза	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Кирова	39	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Кирова	39	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	21	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Кирова	41	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Ленина	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Кирова	46	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Кирова	45	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Ленина	24	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Гагарина	28	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A	Ленина	25	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Гагарина	30	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Ленина	26	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A
Гагарина	32	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)A	Ленина	27	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)A

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Набережная	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	24	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	26	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	28	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	28	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	30	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	30	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	32	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	7	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	32	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	34	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	14	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	34	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	18	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Проходная	нет дан-ных	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	38	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	40	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	1	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Молодежный	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Молодежный	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Рабочий	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Молодежный	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	64	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	34	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	64	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	65	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	66	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	67	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	37	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	68	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	38	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	69	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	39	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	70	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	40	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	70	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	40	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	71	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	72	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	72	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	41	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	73	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	41	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	74	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	43	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	76	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	44	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	75	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	45	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	77	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	46	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	77	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	47	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	78	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Ленина	48	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	79	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	49	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	79	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	50	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	80	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	50	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	81	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	51	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	82	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	52	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	83	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	53	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	84	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	55	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	84	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	56	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	85	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	57	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	86	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	58	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	87	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	59	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	88	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	60	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	89	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	61	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	90	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	63	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	91	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	62	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	92	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	109	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	93	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	94	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	95	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	16	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	96	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Гагарина	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	97	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	98	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	99	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	100	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	101	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	102	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	103	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	7	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	103	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	104	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	105	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	106	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	106	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	107	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	108	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	111	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	113	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	115	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	117	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	60	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	10	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Кирова	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	10	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	21	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	27	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	27	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	29	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	29	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	20	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	21	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	21	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Набережная	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	24	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	26	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	28	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	28	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Набережная	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	30	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	30	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	6	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	32	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	7	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	32	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	34	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	14	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	34	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Набережная	18	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Кирова	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Проходная	нет данных	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	38	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	40	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	1	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Молодежный	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Молодежный	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Молодежный	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Рабочий	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	64	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	34	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	64	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	65	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Ленина	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	66	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	67	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	37	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	68	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	38	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	69	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	39	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	70	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	40	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	70	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	40	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	71	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	72	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	42	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	72	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	41	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	73	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	41	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	74	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	43	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	76	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	44	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	75	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	45	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	77	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	46	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	77	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	47	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	78	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	48	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	79	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	49	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	79	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	50	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	80	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	50	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	81	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Ленина	51	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	82	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	52	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	83	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	53	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	84	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	55	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	84	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	56	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	85	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	57	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	86	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	58	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	87	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	59	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	88	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	60	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	89	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	61	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	90	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	63	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	91	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	62	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	92	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Ленина	109	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	93	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Молодежный	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	94	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	95	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	16	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	96	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	97	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	98	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	99	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	100	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Гагарина	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	101	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	102	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	103	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	7	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	103	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	104	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	105	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	106	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	106	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	107	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	108	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	111	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	113	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	115	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	117	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	60	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	10	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	10	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	21	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	12	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Кирова	22	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	16	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	27	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	18	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	27	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	29	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	19	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	29	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	20	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	20	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	21	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Кирова	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	21	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	23	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	29	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	43	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	44	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	31	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	70 лет Победы	45	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	73	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	33	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	69	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	67	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	35	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	69	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	28	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	112	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Гагарина	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Н/Д	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Н/Д	13	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Участок	140	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	6	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Степная	17	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Степная	29	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Нефтебаза	17	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	8	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	71	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	8	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Молодежный	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	9	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Ленина	5	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	9	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	37	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	11	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	11	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	13	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Мельница	нет данных	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Гагарина	13	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А		Т 1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Гагарина	15	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А		Т 2	CE 303 S31 543 JAVZ кл.т. 0,5S/0,5; 380В; 5(10)А
Гагарина	17	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А			CE 303 S31 543 JAVZ кл.т. 0,5S/0,5; 380В; 5(10)А
Гагарина	17	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А			CE 303 S31 543 JAVZ кл.т. 0,5S/0,5; 380В; 5(10)А
Кирова	25	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А			CE 303 S31 543 JAVZ кл.т. 0,5S/0,5; 380В; 5(10)А
Гагарина	14	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	65	CE 303 S31 543 JAVZ кл.т. 0,5S/0,5; 380В; 5(10)А

Улица	Номер дома	Тип прибора учета	Улица	Номер дома	Тип прибора учета
Гагарина	37	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	67	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Ленина	112	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Степная	36	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Кирова	37	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	54	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Нефтебаза	1	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Степная	34	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	3	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	43	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Нефтебаза	5	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	43	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	7	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	49	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	9	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	49	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	10	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Кирова	44	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	2	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А	Гагарина	3	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Нефтебаза	2	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	15	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Нефтебаза	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Гагарина	59	CE 303 S34 745 JR1Q2VZ кл.т. 1/1; 380В; 5(60)А
Нефтебаза	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	70	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	70	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	4	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	72	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	72	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	75	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А
Нефтебаза	6	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А	Ленина	77	CE 208 C2.849.2.OPR1.QD кл.т. 1/2; 220В; 5(80)А

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

« 25 » 06 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях д. Быстрая
Минусинского района
тема

Руководитель

Е.В. Платонова
подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник

Д.А. Качин
подпись, дата

Д.А. Качин
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.А. Кычакова
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024