

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

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

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Г. Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Юшкову Александру Евгеньевичу

фамилия, имя, отчество

Группа Хэн 16-01 (16-1) Направление (специальность) 13.03.02

номер

код

«Электроэнергетика и электротехника»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы «Анализ эффективности внедрения системы учета электрической энергии применительно к ПС №97 Юго-Западная Ф 97-20»

Утверждена приказом по университету № 323 от 05.06.2020

Руководитель ВКР Е.В. Платонова, к.т.н., доцент, ХТИ- филиал СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Балансы на фидере 97-20, поопорные схемы фидера 97-20 на стороне 10 кВ и 0,4 кВ, Данные по АСКУЭ.

Перечень разделов ВКР _____

1. Теоретическая часть

2. Краткая характеристика объекта

3. Проект установки счетчиков в сеть 0,4 кВ. Архитектура

4. Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру

5. Расчет технических и коммерческих потерь

Перечень графического материала _____

Лист 1. Поопорные схемы Ф. 97-20 на стороне 10кВ и ТП 97-20-04 на стороне 0,4 кВ

Лист 2. Графики баланса и потерь электрической энергии на Ф. 97-20

Лист 3. Расчет технических потерь электрической энергии на Ф. 97-20

Руководитель ВКР _____

подпись

/Е.В. Платонова

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____

подпись,

/А.Е. Юшков

инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Анализ эффективности внедрения системы учета электрической энергии применительно к ПС №97 Юго-Западная Ф 97-20

Автор ВКР

Юшков Александр Евгеньевич, группа ХЭн 16-01

Руководитель ВКР

Платонова Елена Владимировна

Год защиты ВКР: 2020

Пояснительная записка содержит 51 страниц текстового документа, 24 рисунков, 18 таблиц, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

АСКУЭ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, БАЛАНС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ФИДЕР, ПОЛНЫЕ ПОТЕРИ.

Объект исследования – фидер 97-20 подстанции №97 Юго-Западная Усть-Абаканской РЭС.

Предмет исследования – эффективность внедрения системы учета электрической энергии.

Цель исследования – выполнение анализа и оценки эффективности внедрения системы учета электрической энергии.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- рассчитать технические и коммерческие потери;
- оценить эффективность снижения коммерческих потерь после установки системы учета электрической энергии;
- рассчитать и оценить экономию и срок окупаемости системы учета электрической энергии.

В течение проработки проекта были получены следующие результаты:

- рассчитаны технические и коммерческие потери на фидере 97-20 за период с 2016 по 2020 год;
- проанализирована эффективность снижения коммерческих потерь после установки системы учета электрической энергии;
- рассчитана экономия и срок окупаемости системы учета электрической энергии;

Практическая значимость: применение результатов работы для подтверждения того, что установка данной системы выгодно и целесообразно.

REPORT

Analysis of the effectiveness of the implementation of the electricity metering system
in relation to SS No. 97 Yugo-Zapadnaya F 97-20

Author of the WRC Yushkov Alexander Evgenievich, KHEn group 16-01
Head of the FQP Platonova Elena Vladimirovna
Year of WRC defense: 2020

The explanatory note contains 51 pages of a text document, 24 figures, 18 tables, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

ASKUE, TECHNICAL LOSSES, COMMERCIAL LOSSES, ELECTRIC ENERGY BALANCE, FEEDER, TOTAL LOSSES.

The object of research is feeder 97-20 of substation No. 97 Yugo-Zapadnaya Ust-Abakanskaya RES.

The subject of the research is the effectiveness of the implementation of the electricity metering system

The purpose of the study is to analyze and evaluate the effectiveness of the implementation of the electricity metering system.

To achieve this goal, the following tasks were solved:

- calculate technical and commercial losses;
- to evaluate the effectiveness of reducing commercial losses after installing an electricity metering system;
- calculate and evaluate the savings and payback period of the electricity metering system.

During the development of the project, the following results were obtained:

- calculated technical and commercial losses on the 97-20 feeder for the period from 2016 to 2020;
- analyzed the effectiveness of reducing commercial losses after the installation of an electricity metering system;
- calculated savings and payback period of the electricity metering system;

Practical relevance: application of the results of work to confirm that the installation of this system is beneficial and feasible.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. Теоретическая часть	9
1.1 Общие сведения.....	9
1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.....	10
1.3 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях	14
2. Краткая характеристика объекта	18
3. Проект установки счетчиков в сеть 0,4 кВ. Архитектура	33
4. Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру.....	39
5. Расчет технических и коммерческих потерь.	47
5.1 Расчет технических потерь	47
5.2 Расчет коммерческих потерь	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	55

ВВЕДЕНИЕ

В наше время электроэнергия стала неотъемлемой частью нашей жизни. Ни одно предприятие, учреждение не может нормально функционировать без электроэнергии. При передаче электроэнергии возникают большие потери. Их можно разделить на технические и коммерческие.

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

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.

Несанкционированное потребление электроэнергии часто составляют большую часть коммерческих потерь, особенно в сетях 0,4кВ. В основном, всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими. Объемы хищений электроэнергии возрастают в зимние периоды, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

Коммерческие потери электроэнергии являются серьезным финансовым убытком сетевых предприятий, препятствуют их денежным средствам решать другие насущные задачи в области электроснабжения.

Снижение коммерческих потерь электроэнергии является комплексной задачей, которая в своем решении требует разработки конкретных мероприятий на основе предварительного энергообследования и определения фактической структуры потерь электроэнергии и их причин.

Для уменьшения коммерческих потерь устанавливаются современные автоматические системы учета электроэнергии. Недостаток этих систем учета в том, что они дорогостоящие, необходимо проанализировать, эффективна ли их установка в каждом конкретном случае. В работе такой анализ проведем на примере фидера 97-20 Усть-Абаканосого РЭС.

Предметом исследования является анализ эффективности внедрения системы учета электрической энергии.

Цель исследования – выполнение анализа и оценки эффективности внедрения системы учета электрической энергии.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- рассчитать технические и коммерческие потери;

- оценить эффективность снижения коммерческих потерь после установки системы учета электрической энергии;
- рассчитать и оценить экономию и срок окупаемости системы учета электрической энергии.

1 Теоретическая часть

1.1 Общие сведения

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

Фактические потери электрической энергии в электрических сетях определяется 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 избежания 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.

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

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

Применяемое определение «коммерческие» (англ. «commerce» – «торговля») для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является электроэнергия. Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отдача из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате.

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

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

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

1) Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.

2) Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.

3) Несанкционированное электропотребление.

4) Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

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

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

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);

- низкий коэффициент мощности ($\cos \varphi$) 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.

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

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов;

- неисправность приборов учета;

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

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

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

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

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

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

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

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

- Несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным. Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации и т.п. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

- Неурегулированные договорные условия в области электроснабжения и оказания услуг по передаче электроэнергии в отношении состава точек поставки, приборов учета и применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности. Подобные ситуации могут приводить не только к ошибкам в расчетах, особенно при смене владельца объекта, реструктуризации организаций - потребителей электроэнергии и т.п., но и к фактическому «бездоговорному» электроснабжению объектов в отсутствие официального внесения конкретных точек поставки в договоры энергоснабжения или оказания услуг по передаче электроэнергии.

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

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

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

- Определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности.

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

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

- Наличие бесхозных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей.

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

3. Несанкционированное электропотребление.

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

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

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

4. Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии:

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации.

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

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.

1.3.1 Оптимизация схемных режимов

Проводится анализ существующих схем в части построения городских электрических сетей: двухлучевая; петлевая; смешанная с выполнением электрических расчетов и с оценкой двух режимов электрических сетей - для условий годового максимума и минимума нагрузок с учетом определившихся за период эксплуатации точек токораздела в нормальном и в послеаварийном режимах. Рассчитываются потери электроэнергии в элементах сети, в линиях электропередачи, в трансформаторах. Определяется баланс активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков. Дается оценка эффективности работы сети по потерям электроэнергии, ее качеству у потребителя, загрузке сети реактивной мощностью и ее дефициту, надежности электроснабжения.

С учетом данных о росте нагрузок, существующих потребителей на расчетный период, данных о новых заявленных потребителях, планов городской застройки и перспективного развития формируется, дорабатывается схема развития на расчетный период, а так же ее принципы построения, уточняются точки токоразделов. Вновь выполняются электрические расчеты с оценкой двух режимов электрической сети - для условий годового максимума и минимума нагрузки с составлением нового баланса активной и реактивной мощностей в

нормальном и послеаварийном режимах. По результатам электрических расчетов и данных полученных техническим аудитом, характеризующих физическое состояние электротехнического оборудования сетей, определяются объемы работ по его замене, по реконструкции и развитию электрических распределительных сетей, необходимых для приведения их к состоянию, при котором обеспечиваются оптимальные электрические потери, а также адаптация сетей к растущим электрическим нагрузкам.

1.3.2 Перевод электрической сети (участков сети) на более высокий класс напряжения

С появлением в жилищном секторе современных многоэтажных зданий, удельное потребление на квартиру в которых превышает 20кВт, необходимо рассматривать вопрос электроснабжения этих зданий по схеме глубокого ввода, сводя тем самым к минимуму появление новых кабельных линий напряжением 0,38 кВ.

При выполнении электрических расчетов с учетом роста нагрузок необходимо рассматривать возможность перевода участков сети на более высокий класс напряжения. Особенно это касается зон комплексной массовой застройки. Перевод сети на более высокий класс напряжения должен рассматриваться одновременно с режимами работы нейтрали (глухозаземленная или эффективно заземленная через резистор), с такими режимами работы нейтрали имеют меньшие потери электроэнергии за счет отсутствия дополнительного оборудования, необходимого для компенсации больших емкостных токов.

1.3.3 Компенсация реактивной мощности

При разработке схем развития сетей на стадии определения баланса активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков на расчетный период определяется дефицит реактивной мощности. На основании расчетных данных в схеме решаются вопросы необходимого количества устройств компенсации реактивной мощности, а также места их размещения. Приоритетным является размещение компенсирующих устройств непосредственно у потребителя, так как это коренным образом влияет на потери электроэнергии в сети и на ее качество у потребителя. Батарея статистических конденсаторов в данном варианте установки является одновременно и элементом регулирования напряжения.

1.3.4 Регулирование напряжения в линиях электропередачи

Регулирование напряжения на центрах питания должно осуществляться по принципу встречного регулирования. На протяженных фидерах - в целях снижения потерь электроэнергии и обеспечения надлежащего уровня

напряжения, в качестве регуляторов напряжения необходимо устанавливать конденсаторные батареи с автоматическим регулированием или вольтодобавочные трансформаторы, также с автоматическим регулированием напряжения.

1.3.5 Применение современного электротехнического оборудования, отвечающего требованиям энергосбережения

Необходимо заменять силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд в случае, если они обладают большими потерями электроэнергии на перемагничивание сердечников, на трансформаторы с меньшими потерями, а также токоограничивающие реакторы на современные с большими индуктивными сопротивлением к токам КЗ и меньшими потерями в нормальном режиме.

При разработке рабочих проектов на реконструкцию и техническое перевооружение должно закладываться оборудование, отвечающее требованиям энергосбережения. Применение трансформаторов с сердечниками из аморфной стали, также позволит снизить потери.

Применение измерительных трансформаторов тока и напряжения с высоким классом точности и замена индукционных счетчиков на электронные позволит получать более объективную информацию о потерях в электрических распределительных сетях, снижая тем самым величину коммерческих потерь электроэнергии.

Применение вольтодобавочных трансформаторов как линейных регуляторов напряжения позволяет не только снижать потери электроэнергии в сетях, но также решает вопрос адаптации линий электропередачи к изменению электрических нагрузок в сторону их роста - обеспечит нормированный уровень напряжения у потребителя.

1.3.6 Снижение расхода электроэнергии на «собственные нужды» электроустановок

Применение для электрообогрева зданий и сооружений подстанций, распределительных пунктов трансформаторных подстанций и т.д. нагревательных элементов с аккумуляторами тепла, позволяющих использовать электроэнергию на обогрев в ночной не пиковый период графика нагрузок позволит частично сократить потребление на собственные нужды на электросетевых объектах.

Применение для освещения зданий и территорий люминесцентных светильников с максимальным использованием так называемого режима «дежурного света».

1.3.7 Внедрение автоматизации и дистанционного управления электрическими распределительными сетями напряжением 6-20 кВ

Обеспечивает своевременное выявление неблагоприятных режимов работы сети и оперативное устранение этих режимов в неблагоприятных ситуациях графиков нагрузок, позволяет избегать аварийных ситуаций массового отключения потребителей. Недопущение развития неблагоприятных режимов в электрических сетях в значительной мере влияет и на потери электроэнергии в сетях.

Коммутационные аппараты выключатели, выключатели нагрузки должны применяться на базе вакуумных выключателей с программируемым микропроцессорным управлением, обеспечивающим функции АПВ, АВР, фиксацию изменения потоков мощности.

Необходимость вышеперечисленных мероприятий должна учитываться при согласовании властями муниципального образования производственных и инвестиционных программ электросетевых организаций.

2 Краткая характеристика объекта

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» - распределительная сетевая компания республики, снабжающая электроэнергией города и села – от столицы Хакасии до таежных деревень.

Организация «Хакасэнерго» была зарегистрирована 27.09.1993;

Юридический адрес предприятия: Россия, 660021, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Богграда, 144а.

Основной офис - Россия, 655017, республика Хакасия, г. Абакан, ул. Пушкина, д. 74.

В структуре филиала 10 районов электрических сетей, которые базируются в муниципальных образованиях Республики Хакасия.

Общая протяженность линий электропередачи – более 10 100 км;

Площадь обслуживания – 61,87 млн. кв. км;

Объем электросетевого хозяйства - 69213 у.е.

Численность обслуживаемого населения – 539 000 человек;

Количество потребителей – 84 354 (юридических лиц – 11 044, физических - 73 310)

Количество отпускаемой ежегодно электрической энергии – 2,79 млрд. кВт·ч;

Штат сотрудников – 1 134 человека;

Линии электропередачи 0,4-110 кВ - 10129 км

Подстанции 35-110 кВ – 84 шт. (1502 МВА) и ТП 6-35/0,4 кВ -2335 шт. (730,47 МВА) Директор – Толстихин С.И.;

В структуре филиала «МРСК Сибири» «Хакасэнерго» функционируют 11 районов электрических сетей (РЭС) и 2 производственных отделения (ПО):

– Южные электрические сети;

– Саянские электрические сети.

К основным стратегическим приоритетам ПАО «МРСК Сибири» относится:

– обеспечение надежности энергоснабжения потребителей;

– обеспечение качества их обслуживания;

– развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России;

– конкурентоспособные тарифы на электрическую энергию для развития промышленности;

– развитие научного и инновационного потенциала электросетевого комплекса, в том числе в целях стимулирования развития смежных отраслей;

– привлекательный для инвесторов “возрат на капитал”.

Главная функция компании «Хакасэнерго» заключается в надежном снабжении электрической энергией населения и организаций Республики Хакасии.

Для анализа данной выпускной квалификационной работы был выбран фидер 97-20 подстанции №97 Юго-Западная Усть-Абаканской РЭС.

Характеристики ПС №97 Юго-Западная:

Рабочее напряжение: 110/10 кВ
Количество силовых трансформаторов: 2
Установленная мощность трансформаторов: 32 МВА
Зона электроснабжения: Усть-Абаканский РЭС
Год ввода в эксплуатацию: 2004 г.
Загрузка ЦП в режиме N-1: 38.36%
Мощность разрешенная для ТП: 9.128 МВт
Резерв/дефицит мощности: 9.49 МВт
Фидер 97-20 запитан от ПС №97 Юго-Западная на 10 кВ, отходит на 5 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Все провода от линии до дома и все магистрали выполнены проводом типа СИП. Все опоры бетонные.

На рисунке 2.1 изображена поопорная схема ВЛ-10 кВ Ф. 97-20, а на рисунках с 2.2 по 2.6 поопорные схемы ВЛ-0,4 кВ от ТП.

На поопорная схема Ф. 97-20, фидер представляет собой ВЛ 10 кВ общей длиной 1,88 км, выполнена проводом 3 СИП-3 1x95, от этой линии отходят 4 ответвлений выполненных преимущественно проводом 3 СИП-3 1x70, ответвления питают 5 ТП.

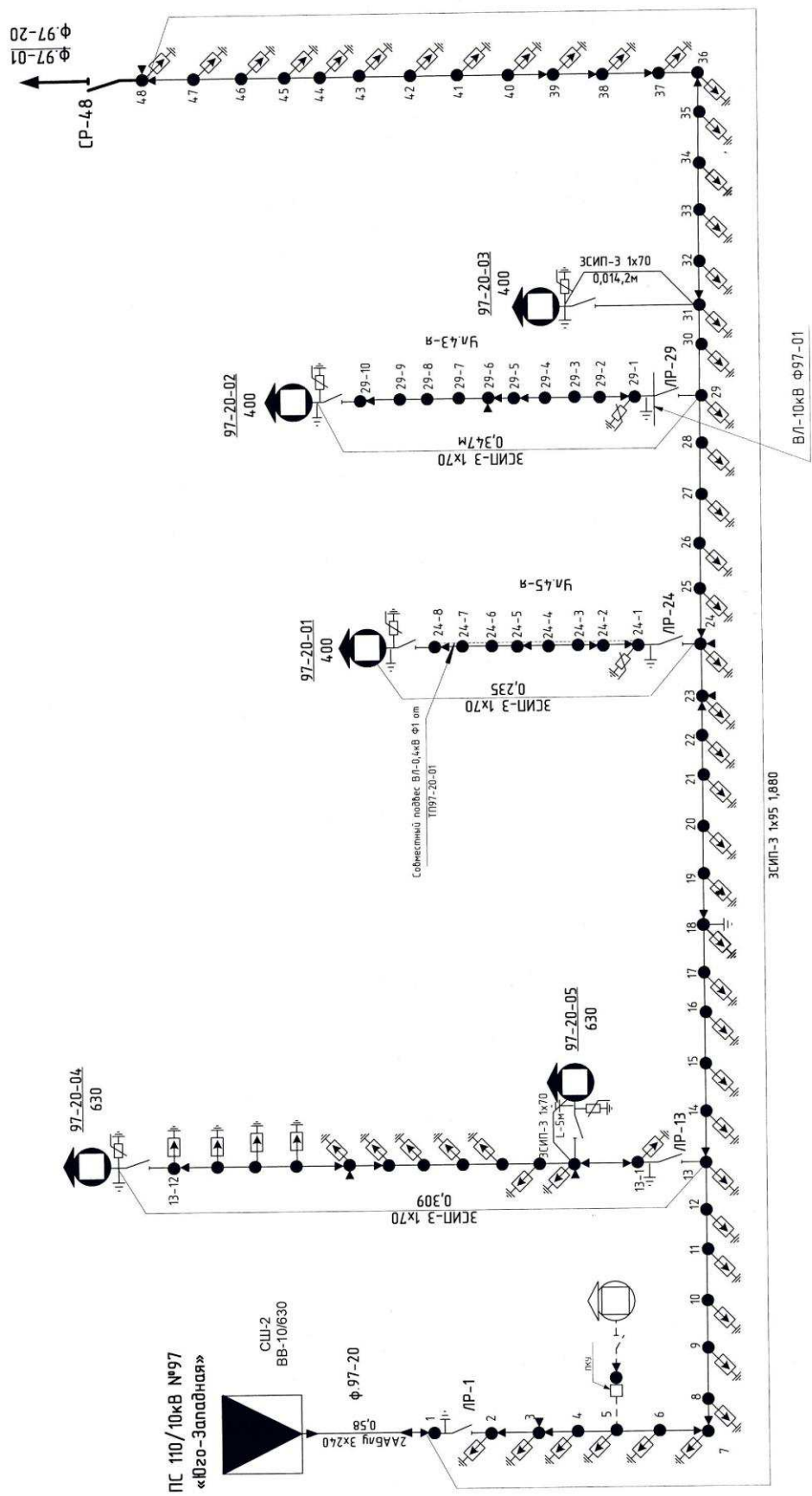


Рисунок 2.1 – Поопорная схема ВЛ-10 кВ Ф. 97-20

На рисунке 2.2 представлен Ф. 97-20-01 сети 0,4 кВ который питает коммунально-бытовую нагрузку. Выполнена проводом СИП-2 3x70+1x70+1x25 общей длиной 1,2068 км. Трансформатор установленный на ТП – ТМГ-СЭЩ-400/10.

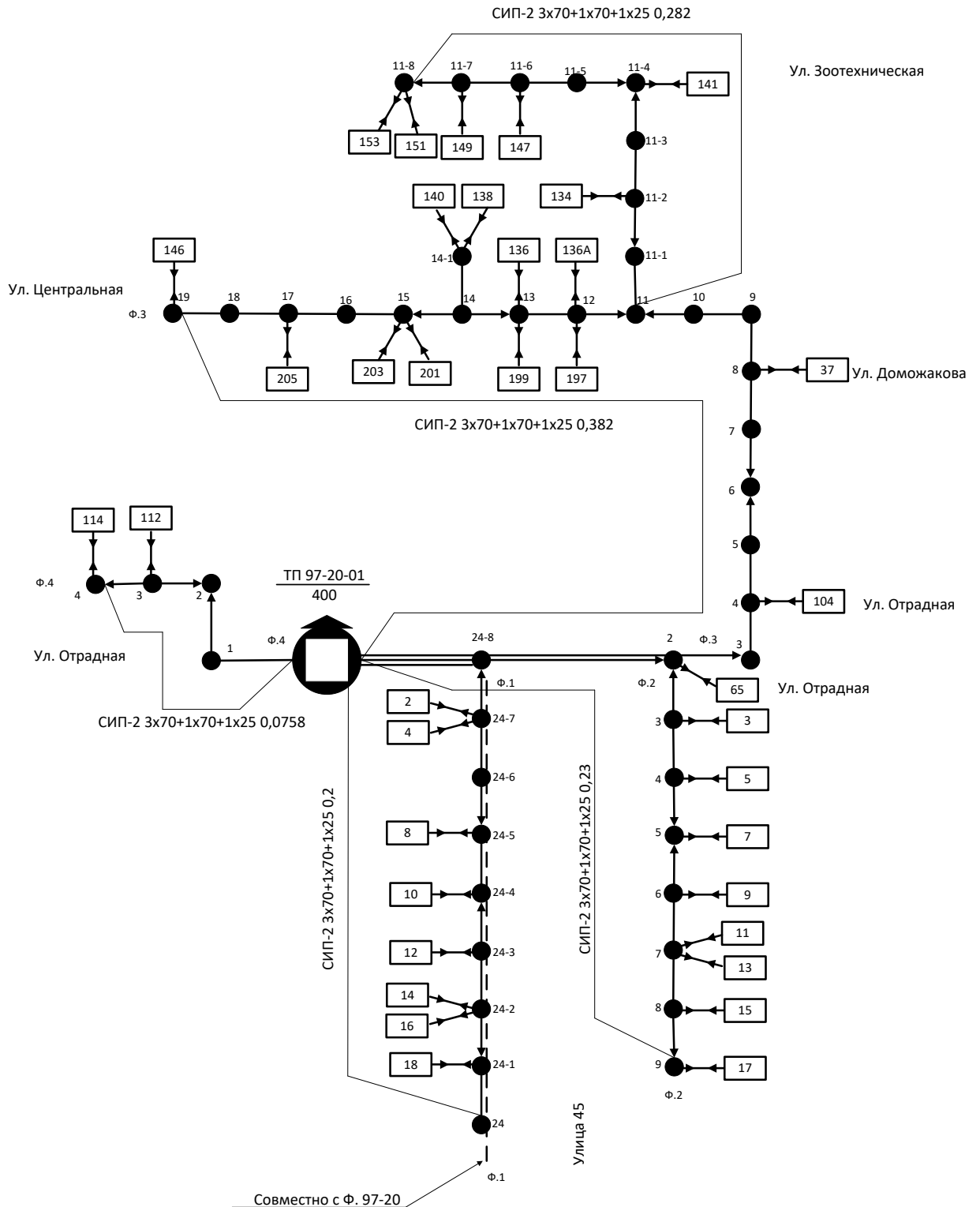


Рисунок 2.2 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 97-20-01

На рисунке 2.3 представлен Ф. 97-20-02 сети 0,4 кВ который питает коммунально-бытовую нагрузку. Выполнена проводом СИП-2 3x70+1x70+1x25 общей длиной 1,6823 км. Трансформатор установленный на ТП – ТМГ - 400/10/0,4.

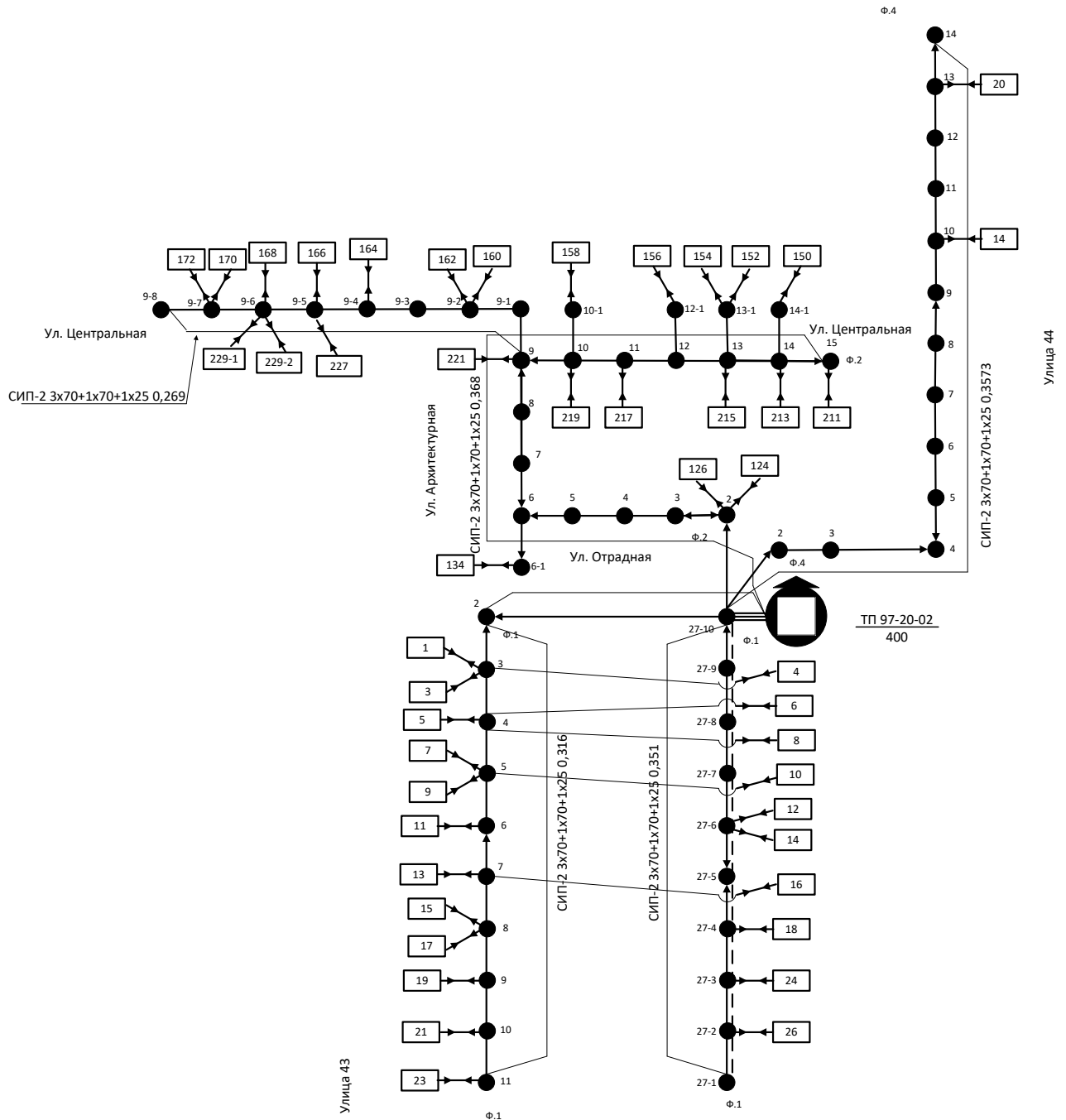


Рисунок 2.3 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 97-20-02

На рисунке 2.4 представлен Ф. 97-20-03 сети 0,4 кВ который питает коммунально-бытовую нагрузку. Выполнена проводом СИП-2 3x70+1x70+1x25 общей длиной 0,3408 км. Трансформатор установленный на ТП – ТМГ-СЭЦ-400/10.

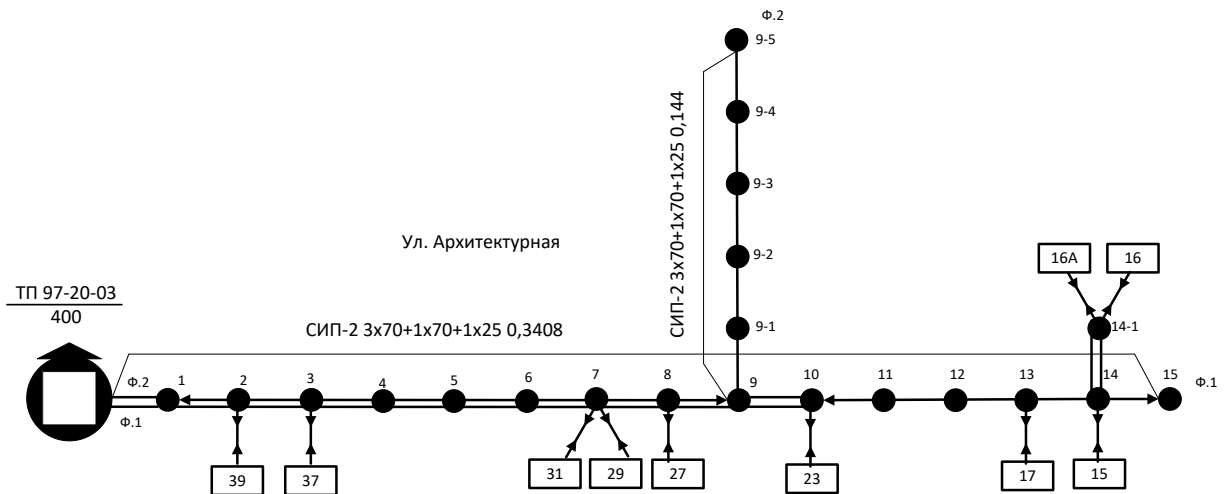


Рисунок 2.4 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 97-20-03

На рисунке 2.5 представлен Ф. 97-20-04 сети 0,4 кВ который питает коммунально-бытовую нагрузку. Выполнена проводом СИП-2 3x70+1x70+1x25 общей длиной 1,7383 км, СИП-2 3x95+1x95+1x25 общей длиной 0,4233 км. Трансформатор установленный на ТП – ТМГ-СЭЩ-630/10.

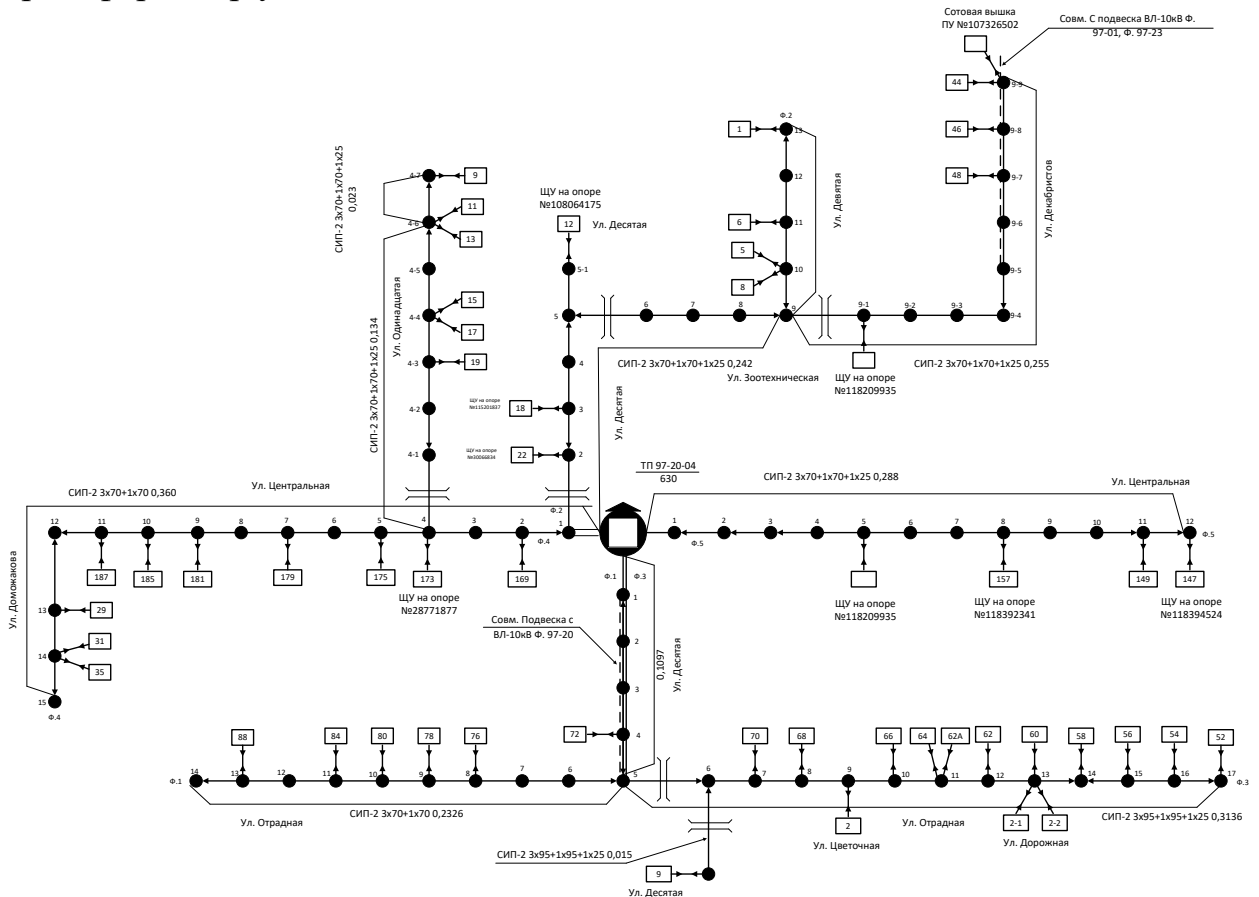


Рисунок 2.5 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 97-20-04

На рисунке 2.6 представлен Ф. 97-20-05 сети 0,4 кВ который питает коммунально-бытовую нагрузку. Выполнена проводом СИП-2 3x70+1x70+1x25 общей длиной 1,5006 км. Трансформатор установленный на ТП – ТМГ-СЭЩ-630/10.

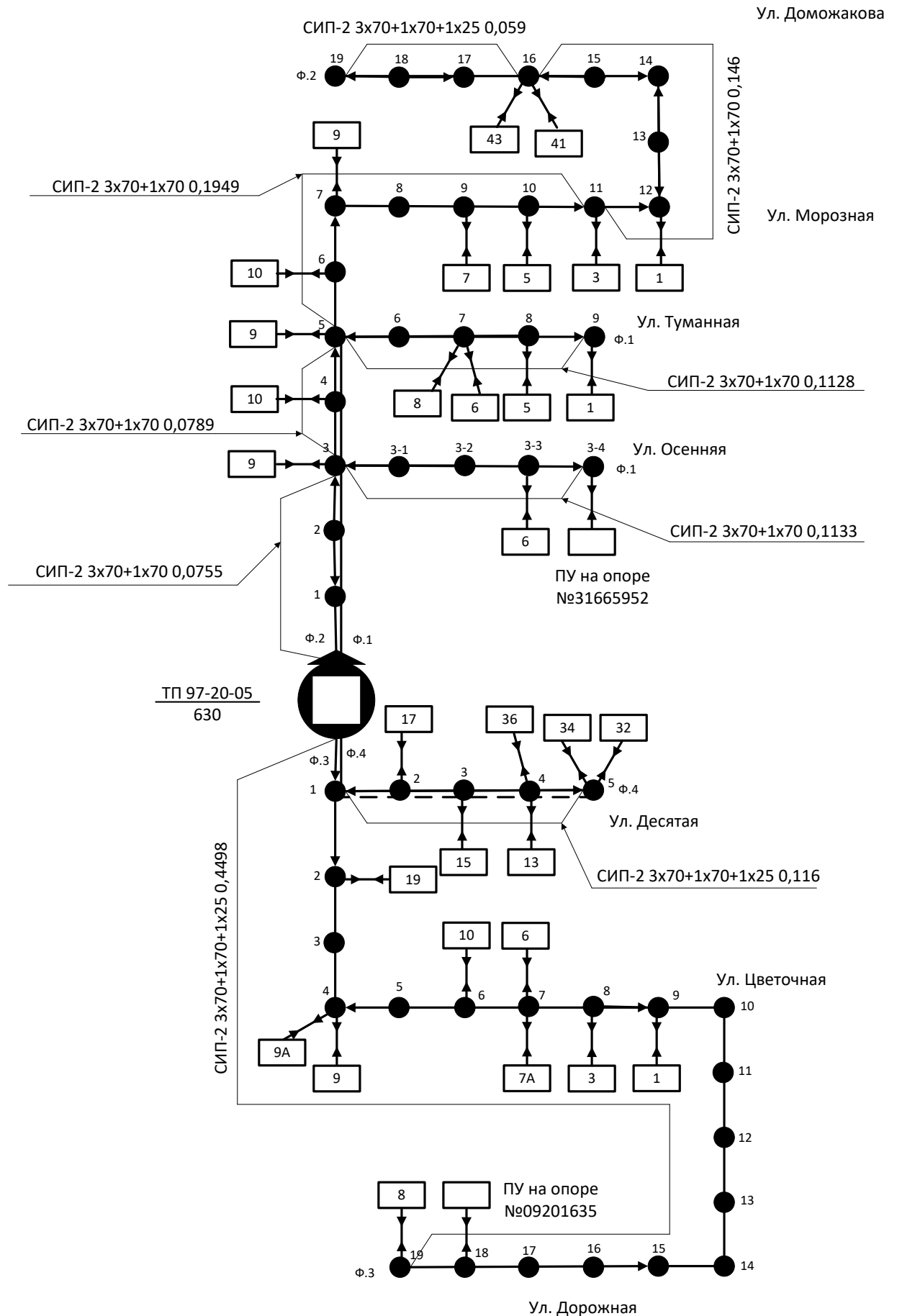


Рисунок 2.6 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 97-20-05

В таблицах с 2.1 по 2.5 предоставлены данные по потребителям на каждой подстанции фидера 97-20.

Таблица 2.1 – Данные по потребителям ТП 97-20-01

№ п/п	№ ТП	№ линии	Номер опоры по порядку от ТП	Юр. лицо/ Наименование	Улица	Дом/Квартира	Фазность	Тип счетчика	Ктт	Примечание
1	97-20-01				ул. Отрадная	63/1				на другой ТП
2	97-20-01				ул. Отрадная	110				на другой ТП
3	97-20-01	2	5		ул. Сороку пятая	7	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
4	97-20-01	1	24/3		ул. Сороку пятая	12	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
5	97-20-01	1	24/1		ул. Сороку пятая	18	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
6	97-20-01	4	3		ул. Отрадная	112	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
7	97-20-01	2	8		ул. Сороку пятая	15	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
8	97-20-01	1	24/2		ул. Сороку пятая	14	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
9	97-20-01	3	15		ул. Центральная	201	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
10	97-20-01	2	9		ул. Сороку пятая	17	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
11	97-20-01	3	11/8		ул. Зоотехническая	153	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
12	97-20-01	2	6		ул. Сороку пятая	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
13	97-20-01	1	24/4		ул. Сороку пятая	10	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
14	97-20-01	2	7		ул. Сороку пятая	13	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
15	97-20-01	2	3		ул. Сороку пятая	3	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
16	97-20-01	2	7		ул. Сороку пятая	11	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
17	97-20-01	1	24/7		ул. Сороку пятая	2	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
18	97-20-01	3	14/1		ул. Центральная	140	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
19	97-20-01	1	24/2		ул. Сороку пятая	16	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
20	97-20-01	1	24/7		ул. Сороку пятая	4	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
21	97-20-01	3	13		ул. Центральная	136	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
22	97-20-01	3	14/1		ул. Центральная	138	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
23	97-20-01	3	15		ул. Центральная	203	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
24	97-20-01	4	4		ул. Отрадная	114	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
25	97-20-01	3	12		ул. Центральная	136а	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
26	97-20-01	1	24/5		ул. Сороку пятая	6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
27	97-20-01	3	11/8		ул. Зоотехническая	151	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
28	97-20-01	3	8		ул. Доможакова	37	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
29	97-20-01				ул. Центральная	134а				на другой ТП
30	97-20-01				ул. Центральная	150а				на другой ТП
31	97-20-01				ул. Зоотехническая	141а				на другой ТП
32	97-20-01	3	4		ул. Отрадная	104	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
33	97-20-01	3	19		ул. Центральная	146	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
34	97-20-01	3	13		ул. Центральная	199	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
35	97-20-01	3	12		ул. Центральная	197	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
36	97-20-01	3	17		ул. Центральная	205	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
37	97-20-01	3	11/2		ул. Центральная	134	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
38	97-20-01	3	11/4		ул. Зоотехническая	141	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
39	97-20-01	3	11/6		ул. Зоотехническая	147	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
40	97-20-01	3	11/7		ул. Зоотехническая	149	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
41	97-20-01	2	2		ул. Отрадная	65	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
42	97-20-01	2	4		ул. Сороку пятая	5	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
43	97-20-01			улич. Освещ	ул. Сороку пятая	2	1ф классика	289.02		АВ 40А 3п.
44	97-20-01			ввод	ул. Сороку пятая	2	3ф с ТТ тех. Учет	489.13	600/5	600/5

Таблица 2.2 – Данные по потребителям ТП 97-20-02

№ п/п	№ ТП	№ линии	Номер опоры по порядку от ТП	Юр. лицо/ Наименование	Улица	Дом/Квартира	Фазность	Тип счетчика	Ктт	Примечание
1	97-20-02	1	5		ул. Сорок третья	7	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
2	97-20-02	1	4		ул. Сорок третья	8	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
3	97-20-02	1	5		ул. Сорок третья	10	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
4	97-20-02	1	3		ул. Сорок третья	4	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
5	97-20-02				ул. Отрадная	116	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
6	97-20-02	1	4		ул. Сорок третья	6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
7	97-20-02				ул. Отрадная	118	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
8	97-20-02				ул. Сорок четвертая	17	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
9	97-20-02	4	12		ул. Сорок четвертая	13	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
10	97-20-02	1	4		ул. Сорок третья	5	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
11	97-20-02	1	5		ул. Сорок третья	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
12	97-20-02	1	9		ул. Сорок третья	19	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
13	97-20-02	1	7		ул. Сорок третья	13	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
14	97-20-02	1	11		ул. Сорок третья	23	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
15	97-20-02	1	6		ул. Сорок третья	11	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
16	97-20-02	1	8		ул. Сорок третья	15	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
17	97-20-02	1	7		ул. Сорок третья	16	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
18	97-20-02	1	10		ул. Сорок третья	21	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
19	97-20-02	1	27/3		ул. Сорок третья	24	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
20	97-20-02	1	27/2		ул. Сорок третья	26	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
21	97-20-02	1	27/6		ул. Сорок третья	12	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
22	97-20-02	1	8		ул. Сорок третья	17	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
23	97-20-02	2	9		ул. Центральная	221	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
24	97-20-02				ул. Центральная	209	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
25	97-20-02	2	14		ул. Центральная	213	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
26	97-20-02	2	2		ул. Отрадная	124	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
27	97-20-02	1	27/6		ул. Сорок третья	14	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
28	97-20-02	2	2		ул. Отрадная	126	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
29	97-20-02	2	12/1		ул. Центральная	156	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
30	97-20-02	1	3		ул. Сорок третья	3	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
31	97-20-02	1	27/4		ул. Сорок третья	18	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
32	97-20-02	2	10/1		ул. Центральная	158	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
33	97-20-02	2	9/7		ул. Центральная	172	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
34	97-20-02	2	9/7		ул. Центральная	170	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
35	97-20-02	2	9/6		ул. Центральная	168	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
36	97-20-02	2	9/5		ул. Центральная	166	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
37	97-20-02	2	9/4		ул. Центральная	164	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
38	97-20-02	2	9/2		ул. Центральная	162	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
39	97-20-02	2	9/2		ул. Центральная	160	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
40	97-20-02	2	13/1		ул. Центральная	154	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
41	97-20-02	2	13/1		ул. Центральная	152	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
42	97-20-02	2	14/1		ул. Центральная	150	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
43	97-20-02	2	9/6		ул. Центральная	229/1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
44	97-20-02	2	9/6		ул. Центральная	229/2	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
45	97-20-02	2	9/5		ул. Центральная	227	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
46	97-20-02	2	10		ул. Центральная	219	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
47	97-20-02	2	11		ул. Центральная	217	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
48	97-20-02	2	13		ул. Центральная	215	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
49	97-20-02	2	15		ул. Центральная	211	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
50	97-20-02	2	6/1		ул. Отрадная	134	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
51	97-20-02	4	5		ул. Сорок четвертая	2	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
52	97-20-02	4	10		ул. Сорок четвертая	14	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
53	97-20-02	4	13		ул. Сорок четвертая	20	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
54	97-20-02	1	3		ул. Сорок третья	1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
55	97-20-02			улич. Освещ	пересечение ул. Отрадная-Сорок третья		3ф классика пр. вкл.	489.14		
56	97-20-02			ввод	пересечение ул. Отрадная-Сорок третья		3ф с ТТ тех. Учет	489.13	600/5	600/5

Таблица 2.3 – Данные по потребителям ТП 97-20-03

№ п/п	№ ТП	№ линии	Номер опоры по порядку от ТП	Юр. лицо/ Наименование	Улицы	Дом/Квартира	Фазность	Тип счетчика	Ктт	Примечание
1	97-20-03	1	8		ул. Архитектурная	27	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
2	97-20-03	1	7		ул. Архитектурная	31	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
3	97-20-03	1	2		ул. Архитектурная	39	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
4	97-20-03	1	10		ул. Архитектурная	23	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
5	97-20-03	1	13		ул. Архитектурная	17	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
6	97-20-03	1	3		ул. Архитектурная	37	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
7	97-20-03	1	7		ул. Архитектурная	29	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
8	97-20-03	1	14		ул. Архитектурная	15	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
9	97-20-03	1	14		ул. Архитектурная	16	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
10	97-20-03	1	14		ул. Архитектурная	16а	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
11	97-20-03			улич. Освещ	ул. Архитектурная	39	1ф классика	289.02		ав 25А 1п
12	97-20-03			ввод	ул. Архитектурная	39	3ф с ТТ тех. Учет	489.13	600/5	600/5

Таблица 2.4 – Данные по потребителям ТП 97-20-04

№ п/п	№ ТП	№ линии	Номер опоры по порядку от ТП	Юр. лицо/ Наименование	Уцлица	Дом/Квартира	Фазность	Тип счетчика	Ктт	Примечание
1	97-20-04		1 11		ул. Отрадная	84	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
2	97-20-04		4 14		ул. Доможакова	35	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
3	97-20-04		4 14		ул. Доможакова	31	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
4	97-20-04				ул. Десятая	30				
5	97-20-04				ул. Доможакова	33				
6	97-20-04		3 17		ул. Отрадная	52	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
7	97-20-04		4 11		ул. Центральная	187	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
8	97-20-04		3 11		ул. Отрадная	64	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
9	97-20-04		3 15		ул. Отрадная	56	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
10	97-20-04		3 10		ул. Отрадная	66	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
11	97-20-04		1 4		ул. Отрадная	72	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
12	97-20-04		3 13		ул. Доможакова	2/1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
13	97-20-04		3 13		ул. Доможакова	2/2	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
14	97-20-04		1 10		ул. Отрадная	80	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
15	97-20-04		3 9		ул. Цветочная	2	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
16	97-20-04		3 11		ул. Отрадная	62а	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
17	97-20-04				ул. Туманная	1				
18	97-20-04		3 6/1		ул. Десятая	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
19	97-20-04		2 12		ул. Десятая	1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
20	97-20-04		4 4/4		ул. Одинацатая	15	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
21	97-20-04		3 8		ул. Отрадная	68	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
22	97-20-04		3 14		ул. Отрадная	58	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
23	97-20-04		2 9/8		ул. Декабристов	46	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
24	97-20-04		3 13		ул. Отрадная	60	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
25	97-20-04		2 9/7		ул. Декабристов	48	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
26	97-20-04		2 9/9		ул. Декабристов	44	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
27	97-20-04		4 4/3		ул. Одинацатая	19	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
28	97-20-04		4 4/4		ул. Одинацатая	17	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
29	97-20-04		4 2		ул. Центральная	169	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
30	97-20-04		4 4/6		ул. Одинацатая	13	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
31	97-20-04		1 13		ул. Отрадная	88	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
32	97-20-04		3 12		ул. Отрадная	62	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
33	97-20-04		1 8		ул. Отрадная	76	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
34	97-20-04		2 11		ул. Десятая	6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
35	97-20-04		2 10		ул. Десятая	5	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
36	97-20-04		3 16		ул. Отрадная	54	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
37	97-20-04		4 4/6		ул. Одинацатая	11	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
38	97-20-04		4 4/7		ул. Одинацатая	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
39	97-20-04		4 13		ул. Доможакова	29	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
40	97-20-04		4 10		ул. Центральная	185	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
41	97-20-04		4 9		ул. Центральная	181	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
42	97-20-04		4 7		ул. Центральная	179	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
43	97-20-04		4 5		ул. Центральная	175	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
44	97-20-04		4 4		ул. Центральная	173	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
45	97-20-04		5 5		ул. Центральная	ближайший центральная, 157	3ф на опору пр. вкл.	489.18		ПУ №118209935
46	97-20-04		5 8		ул. Центральная	157	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
47	97-20-04		5 11		ул. Центральная	149	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
48	97-20-04		5 12		ул. Центральная	147	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
49	97-20-04		2 10		ул. Центральная	8	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
50	97-20-04		2 9/1		ул. Зоотехническая	ближайший ул. Девятая, 5	3ф на опору пр. вкл.	489.18		ПУ №120177457
51	97-20-04		2 9/9	Сотовая вышка	ул. Декабристов	за домом декабристов, 44	3ф на опору пр. вкл.	489.18		ПУ №107326507
52	97-20-04		2 5/1		ул. Десятая	12	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
53	97-20-04		2 3		ул. Десятая	18	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
54	97-20-04		2 2		ул. Десятая	22	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
55	97-20-04			улич. Освещ	ул. Центральная	169	3ф классика пр. вкл.	489.14		АВ 25а 3п.
56	97-20-04			ввод	ул. Центральная	169	3ф с ТТ тех. Учет	489.13	600/5	600/5

Таблица 2.5 – Данные по потребителям ТП 97-20-05

№ п/п	№ ТП	№ линии	Номер опоры по порядку от ТП	Юр. лицо/ Наименование	Уцлица	Дом/Квартира	Фазность	Тип счетчика	Ктт	Примечание
1	97-20-05		1		ул. Туманная	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
2	97-20-05		4		ул. Десятая	36	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
3	97-20-05		2		ул. Морозная	3	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
4	97-20-05				ул. Десятая	11				на другой ТП
5	97-20-05		1		ул. Туманная	5	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
6	97-20-05		2		ул. Морозная	7	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
7	97-20-05		1		ул. Туманная	7	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
8	97-20-05		4		ул. Десятая	13	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
9	97-20-05		1		ул. Осенняя	10	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
10	97-20-05		1		ул. Осенняя	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
11	97-20-05		1	3/3	ул. Осенняя	6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
12	97-20-05		3		ул. Цветочная	1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
13	97-20-05				ул. Дорожная	10а	3ф с ТТ для 6/10 кВ	489.17		ПКУ ведомственная
14	97-20-05		4		ул. Десятая	32	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
15	97-20-05		4		ул. Десятая	17	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
16	97-20-05		3		ул. Десятая	19	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
17	97-20-05		3		ул. Цветочная	9а	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
18	97-20-05		3		ул. Цветочная	7а	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
19	97-20-05				ул. Железнодорожная	6				на другой ТП
20	97-20-05		3		ул. Цветочная	10	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
21	97-20-05		3		ул. Дорожная	8	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
22	97-20-05		3		ул. Цветочная	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
23	97-20-05		2		ул. Морозная	5	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
24	97-20-05		2		Доможакова	41	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
25	97-20-05		2		Доможакова	43	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
26	97-20-05		2		ул. Морозная	1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
27	97-20-05		2		ул. Морозная	9	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
28	97-20-05		1		ул. Туманная	1	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
29	97-20-05		1	7/1	ул. Туманная	6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
30	97-20-05		1	7/1	ул. Туманная	8	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
31	97-20-05		2		ул. Туманная	10	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
32	97-20-05		1	3/4	ул. Осенняя	участок, около Осенней, 6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		ЩУ на опоре №31665952
33	97-20-05		4		ул. Десятая	34	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
34	97-20-05		4		ул. Десятая	15	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
35	97-20-05		3		ул. Цветочная	3	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
36	97-20-05		3		ул. Цветочная	6	3ф на опору пр. вкл.	489.18		
37	97-20-05		3		ул. Дорожная	Рядом с Дорожная, 8	3ф на опору пр. вкл.	489.18		ЩУ на опоре №09201635
38	97-20-05			улич. Освещ	ул. Десятая	17	3ф классика пр. вкл.	489.14		АВ 40А 3п
39	97-20-05			ввод	ул. Десятая	17	3ф с ТТ тех. Учет	489.13	600/5	600/5

Автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ) - это организационно-техническая система автоматизированного учёта отпущенной и потреблённой электроэнергии для достижения точности взаиморасчётов между поставщиками и потребителями

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

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

Система автоматизированного контроля за отпуском и потреблением электроэнергии обеспечивает достоверный учёт, который одновременно выгоден ресурсоснабжающим организациям, хозяйствующим субъектам, собственникам жилья и государству. Совершенствование технологий обмена данными позволило существенно упростить коммерческий учёт энергоресурсов, снизить стоимость его внедрения.

Внедрение АСКУЭ позволяет автоматизировать учёт, добиться его максимальной точности, получить аналитическую информацию, которая необходима для разработки и корректировки программ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности. Эти данные принято называть «показания АСКУЭ».

Автоматизированная система учёта электрической энергии — трёхуровневая структура.

1. Нижний уровень составляют интеллектуальные приборы учёта (умные счётчики) электроэнергии с цифровыми выходами. Они обеспечивают непрерывное измерение параметров потребления энергоресурса в определённых точках и передачу данных на следующий уровень без участия обходчиков и контролёров. Для снятия показаний и обслуживания системы АСКУЭ достаточно одного диспетчера.

2. Средний уровень представляет способ передачи информации. Она состоит из устройств сбора и передачи данных, которые обеспечивают круглосуточный опрос приборов учёта в режиме реального времени и передают информацию на верхний уровень.

3. Верхний уровень — это центральный узел сбора и обработки информации, на который поступают данные со всех устройств сбора и передачи, включённых в систему. На этом уровне используется программное обеспечение АСКУЭ (личный кабинет), которое делает возможными визуализацию и анализ полученной информации, подготовку отчётной документации, начисление оплаты по показаниям, отображение данных учёта в ГИС ЖКХ.

Передача данных АСКУЭ и связь между элементами системы обеспечивается протоколами пересылки небольших объёмов информации по проводным или беспроводным каналам. Сравнение технологий АСКУЭ показывает, что оптимальным решением для снятия показаний как в черте города, так и в сельской местности, являются системы автоматизации коммерческого учёта, использующие беспроводной протокол LPWAN-передачи небольших по объёму данных на дальние расстояния, разработанная для распределённых сетей телеметрии.

В соответствии с трёхуровневой структурой, принцип действия АСКУЭ можно представить в виде следующего алгоритма:

1. Электросчётчики посылают сигнал на устройство сбора данных.
2. Данные, полученные с приборов учёта, передаются на сервера сбора и обработки информации.
3. Информация обрабатывается операторами АСКУЭ с применением специально разработанного программного обеспечения.

Данные, полученные с помощью АСКУЭ, используются для корректного начисления потребителям платы за услугу энергоснабжения.

Автоматизация учёта электрической энергии стала возможна благодаря изобретению и выводу на рынок электронных счётчиков, которые также называют интеллектуальными или «умными». Электронный прибор коммерческого учёта — это базовый компонент АСКУЭ, первичный источник получения информации для остальных уровней системы.

Счётчики для АСКУЭ трансформируют проходящий ток в измерительные импульсы, которые позволяют определить точное количество потреблённой электроэнергии, а также выдают другие параметры сети, важные для организации многотарифного учёта: ток, напряжение, частота, сдвиг фаз. Их отличительная черта от индукционных, электронных или гибридных приборов учёта состоит в наличии импульсного выхода или встроенного модема.

Благодаря включению в автоматизированную систему, эти электросчётчики могут в удалённом режиме:

- передавать данные и команды: сигналы о вмешательстве в их работу, о вскрытии клеммной коробки, о воздействии магнитом на счётный механизм;
- получать данные и команда: об отключении реле, об изменении тарифного расписания.

В зависимости от модификации, электросчётчики АСКУЭ могут обеспечивать накопление и хранение данных об энергопотреблении, работу в многотарифном режиме, вести учёт не только активной, но и реактивной энергии, дистанционно отключать потребителя от сети или восстанавливать энергоснабжение.

Кроме того, приборы отличаются по классу точности, номинальному напряжению и ряду других параметров. Это даёт потребителям возможность выбрать оптимальные приборы для интеграции в проектируемую систему коммерческого учёта, исходя из требований к её функциональности и экономичности.

Независимо от выбора производителя приборов учёта или разработчиков автоматизированной системы, счётчики, интегрируемые в АСКУЭ, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31819.21–2012 (62053–21:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21» и быть внесёнными в государственный реестр средств измерений, а их применение необходимо согласовать с поставщиком электроэнергии.

Автоматизированная система коммерческого учёта является результативным средством снижения коммерческих потерь электроэнергии. Она комплексно решает вопросы достоверного дистанционного получения данных с каждой точки измерения. Кроме того, она усложняет несанкционированное энергопотребление, оперативно оповещает о фактах вмешательства в работу приборов учёта, упрощает выявление очагов коммерческих потерь в кратчайшие

сроки и с минимальными затратами. В этом заключается экономическая эффективность АСКУЭ.

В ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» в 2016-2017 был разработан и внедрен проект по созданию АСКУЭ на электросетевых объектах. По результатам внедрения этого проекта в данной выпускной квалификационной работе было проанализировано эффективность внедрения системы АСКУЭ на ф. 97-20 ПС Юго-Западная.

3 Проект установки счетчиков в сеть 0,4 кВ. Архитектура

Система предназначена для создания клиентоориентированной системы, позволяющей на практике реализовать возможности автоматизированной системы контроля и учёта использования электроэнергии:

- удалённого сбора данных о потреблении электроэнергии и мощности;
- мониторинга состояния средств учёта электроэнергии;
- устранения проблемы недопуска проверяющих к счетчикам абонентов.

Система создается с целью:

- своевременного получения юридически значимой, достоверной и легитимной информации о фактическом потреблении электроэнергии;
- реализации требований ФЗ-261 от 23.11.2009 г. в части перехода на 100% расчеты с абонентами по показаниям приборов учета электрической энергии;
- стимулирования потребителей к энергосбережению и повышению энергетической эффективности и применения новых технологий энергопотребления;
- сокращения потерь электроэнергии;
- оптимизации режимов электросетей;
- внедрения инновационных технологий при реализации учета электроэнергии;
- управление нагрузкой потребителей.

При разработке проекта были применены серийно выпускаемые технические средства и готовые программные продукты. Технические средства унифицированы и имеют минимальную номенклатуру. Все технические средства одной номенклатуры взаимозаменяемы. Каналы связи организованы с использованием стандартных протоколов обмена информацией. Функционирование системы в целом и отдельных подсистем организовано на единой информационной базе.

Система обеспечена патентной чистотой всех входящих в нее компонент в отношении России. Вся система построена на лицензированном ПО. Все разделы настоящего проекта выполнены на основе утвержденных типовых решений и не содержат охраноспособных технических решений, поэтому проверка на патентную чистоту и патентоспособность не требуется.

На сегодняшний день в жилых помещениях бытовых потребителей и в корпусах ТП 10(6)/0,4 кВ установлены электронные приборы учета без возможности автоматизированного сбора информации. В данный момент съём показаний производится вручную путем переписывания показаний счетчиков. Каналы связи между объектами отсутствуют. У части потребителей электроэнергии учёт ведётся по стороне 0,4 кВ, а граница балансной принадлежности проходит по стороне 10(6) кВ.

В системе применяются интеллектуальные счетчики электрической энергии, являющиеся цифровыми устройствами, которые работают под управлением встроенного микроконтроллера.

Принцип действия счетчиков «РиМ 189.12», «РиМ 489.13», «РиМ 489.14», «РиМ 489.15», «РиМ 489.18» основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения по каждой фазе при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Цифровые сигналы, пропорциональные мгновенной мощности (активной и реактивной), обрабатываются микроконтроллером (для трёхфазных счётчиков - пофазно). По полученным значениям мгновенной мощности (для трёхфазных счётчиков - пофазно) формируются накопленные значения количества потребленной электроэнергии, определяется квадрант текущего положения вектора полной мощности.

Принцип действия ИПУЭ 10 кВ «РиМ 384.02/2» основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения по фазам (включение датчиков по схеме Арона) при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Цифровые сигналы, пропорциональные мгновенной мощности (активной и реактивной), обрабатываются микроконтроллером. По полученным значениям мгновенной мощности формируются накопленные значения количества потребленной электроэнергии, определяется квадрант текущего положения вектора полной мощности.

По значениям потребленной электроэнергии каждой фазы контроллер счетчика формирует суммарное значение потребленной электроэнергии (активной и реактивной), в том числе по каждому тарифу при многотарифном учете по импортируемой активной энергии.

Измерение среднеквадратических значений тока, напряжения, частоты питающей сети выполняется измерительной микросхемой. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям энергии, тока, напряжения

Входными данными системы является информация, снимаемая со счетчиков электроэнергии «РиМ 189.12», «РиМ 489.13», «РиМ 489.14», «РиМ 489.15», «РиМ 489.18», ИПУЭ «РиМ 384.02/2».

Состав измерительно-информационных комплексов трансформаторного включения приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Состав измерительно-информационных комплексов трансформаторного включения

№ ИИК ТИ	Наименование ТП	Присоединение	Счетчик		Трансформатор тока, трансформаторы напряжения		
			Тип	Класс точности	Тип	Ктг, Ктн	Класс точности
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
1	97-20-01	Ввод	РиМ 489.13	0,5S/1,0	T-0,66	600/5	0,5S
2	97-20-02	Ввод	РиМ 489.13	0,5S/1,0	T-0,66	600/5	0,5S
3	97-20-03	Ввод	РиМ 489.13	0,5S/1,0	T-0,66	600/5	0,5S
4	97-20-04	Ввод	РиМ 489.13	0,5S/1,0	T-0,66	600/5	0,5S
5	97-20-05	Ввод	РиМ 489.13	0,5S/1,0	T-0,66	600/5	0,5S

Вспомогательные средства измерений, используемые для измерения влияющих величин и контроля условий эксплуатации измерительных каналов на объекте, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Вспомогательные средства измерений

Наименование СИ и его назначение	Класс точности	Измеряемые величины и пределы измерения
1. Вольтметр для измерения напряжения переменного тока	0,5	Напряжение переменного тока: 0 ...100В; 0 ...600В
2. Амперметр для измерения силы переменного тока	0,5	Сила переменного тока: 0 ... 1А; 0 ... 5А
3. Фазометр для измерения $\cos \phi$	0,5	$\cos \phi$: 0 ... 360 градусов
4. Частотомер для измерения частоты переменного тока	0,02	Частота переменного тока: 45 ... 55 Гц
5. Термометр для измерения температуры	$\pm 1^\circ\text{C}$	Температура: - 40...+70 $^\circ\text{C}$

На рисунке 3.1 представлена структурная схема СУСД.

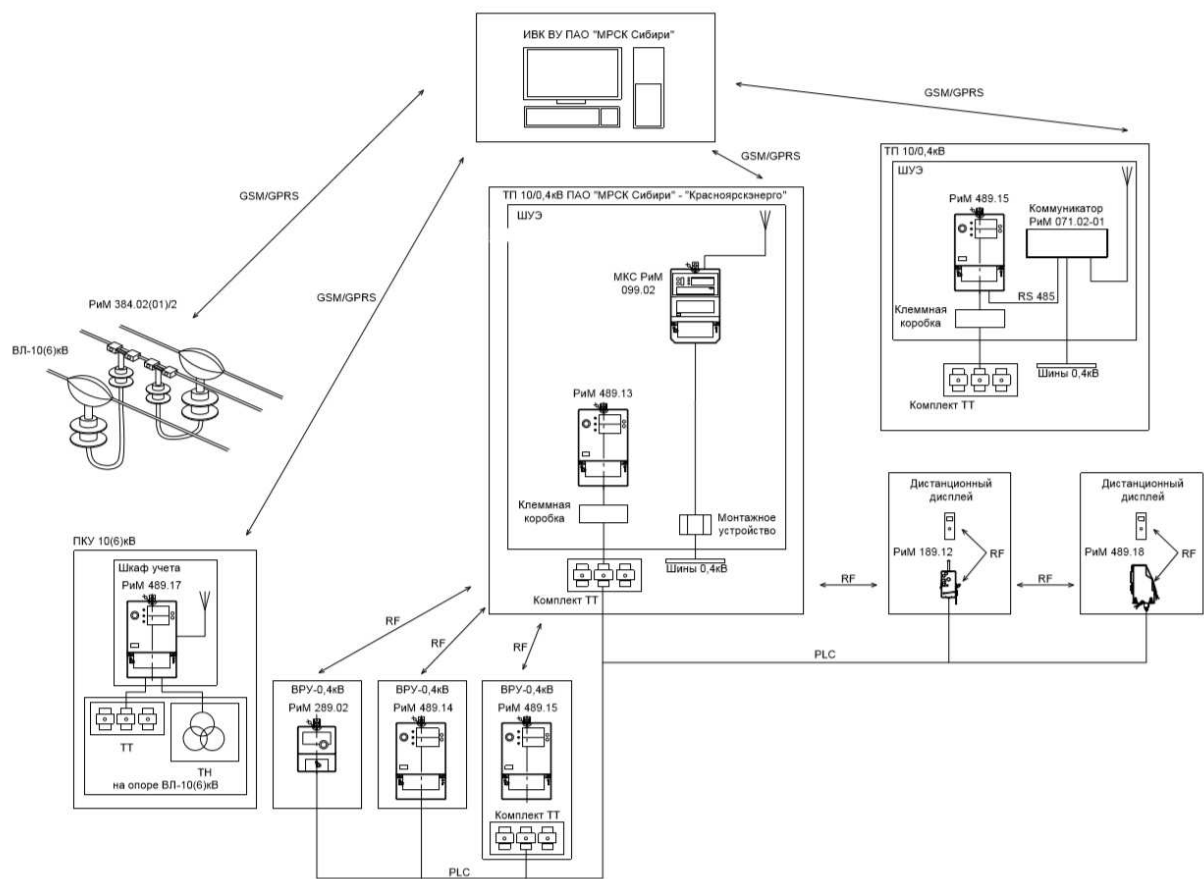


Рисунок 3.1 – Структурная схема СУСД

На рисунках с 3.2 по 3.4 изображены примеры схем подключения счетчиков электрической энергии РиМ.

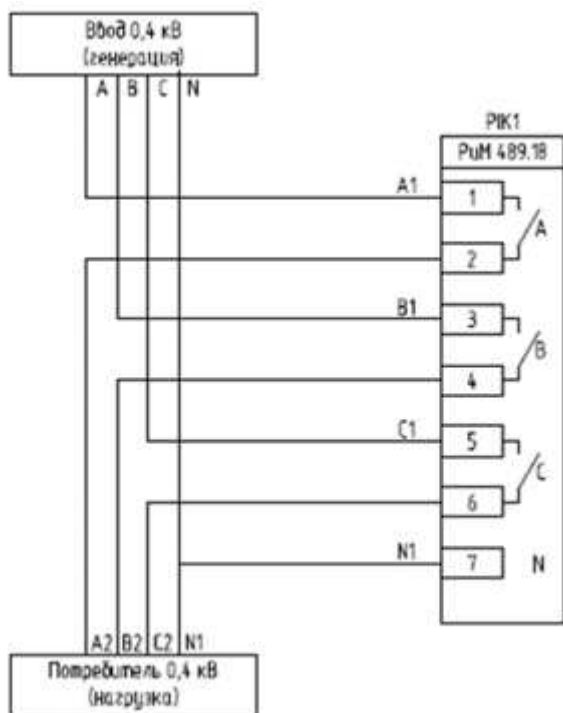


Рисунок 3.2 – Схема подключения счетчика электрической энергии РиМ 489.18

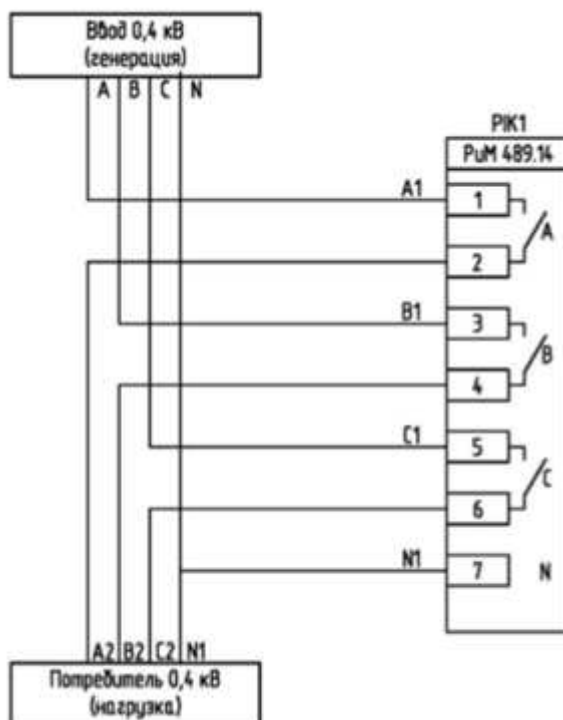


Рисунок 3.3 – Схема подключения счетчика электрической энергии РиМ 489.14

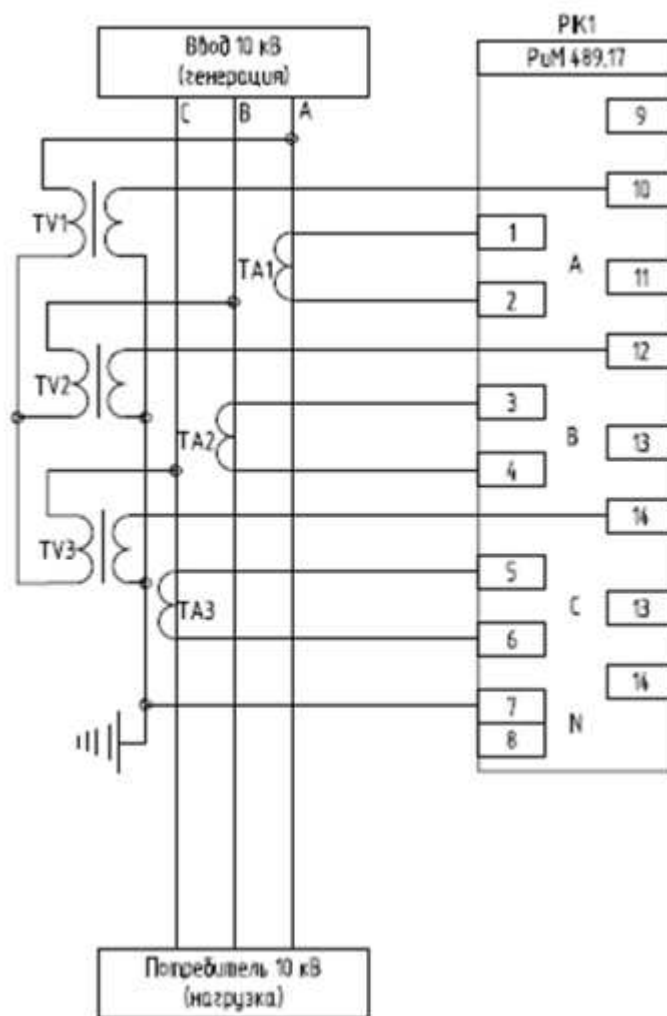


Рисунок 3.4 – Схема подключения счетчика электрической энергии РИМ 489.17 в существующем шкафу учета ПКУ-10кВ

4 Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру

По данным баланса на фидере 97-20 рассмотрим динамику потерь электроэнергии в электрических сетях. Приведем потери электроэнергии за 2016-2020 год. А также произведем анализ потерь электроэнергии на тех фидерах, где были установлены новые системы учета. АСКУЭ была установлена на фидере 97-20 в 2017 году.

Таблица 4.1 – Баланс электрической энергии за 2016 год (базисные условия)

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВтч		кВтч	кВтч	
январь	174 274	90 239	84 035	48,22%	119
февраль	149 174	89 686	59 488	39,88%	119
март	135 342	97 004	38 338	28,33%	119
апрель	97 917	73 577	24 340	24,86%	119
май	87 990	69 185	18 805	21,37%	119
июнь	134 930	92 813	42 117	31,21%	119
июль	139 745	76 962	62 783	44,93%	119
август	121 014	71 292	49 722	41,09%	119
сентябрь	74 334	58 094	16 240	21,85%	119
октябрь	156 230	104 578	51 652	33,06%	119
ноябрь	184 214	123 057	61 157	33,20%	119
декабрь	208 797	137 953	70 844	33,93%	119
Итого за год	1 663 961	1 084 440	579 521	34,83%	119

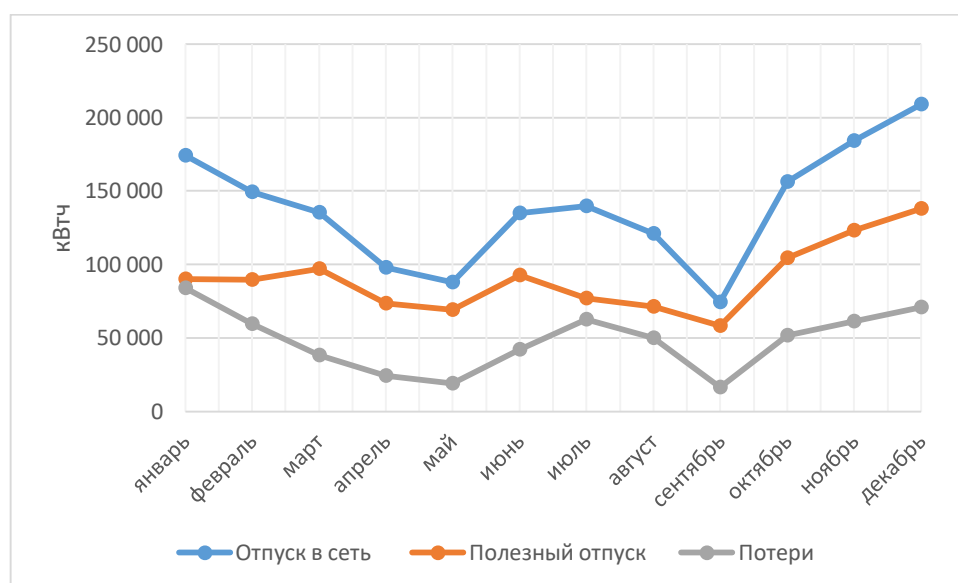


Рисунок 4.1 – Баланс электроэнергии за 2016 год

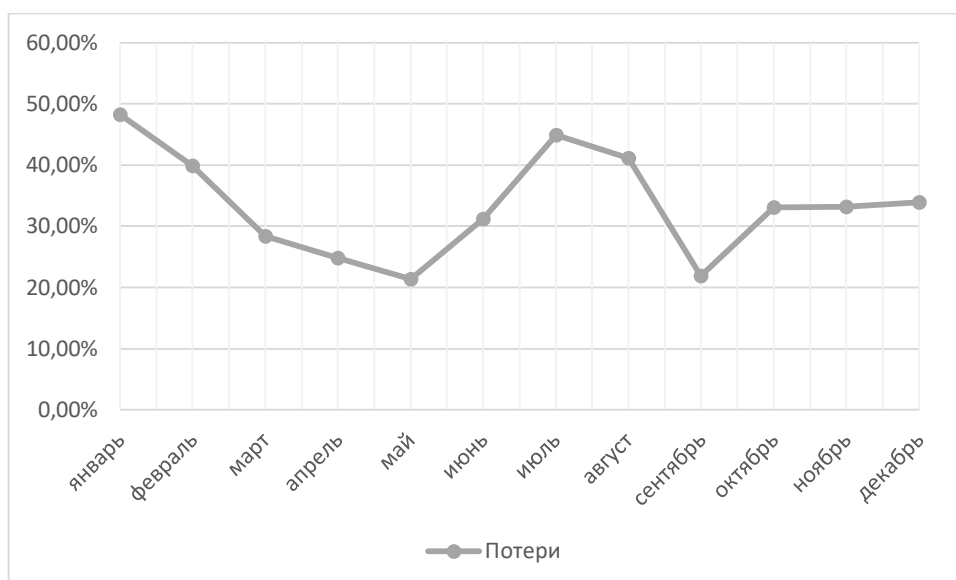


Рисунок 4.2 – Потери электроэнергии за 2016 год

Из рисунка 4.1 видно, что потребление электрической энергии в летнее время меньше, чем в зимнее. Это связано с тем, что зимой люди больше времени проводят дома, нежели летом.

Из рисунка 4.2 видно, что до установки АСКУЭ потери электрической энергии были большими от 20 до 50%.

Таблица 4.2 – Баланс электрической энергии за 2017 год

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВтч		кВтч	кВтч	
январь	215 398	132 587	82 811	38,45%	162
февраль	202 516	110 828	91 688	45,27%	162
март	192 233	103 738	88 495	46,04%	162
апрель	136 858	80 594	56 264	41,11%	162
май	95 933	71 596	24 337	25,37%	162
июнь	61 194	49 843	11 351	18,55%	162
июль	64 727	40 443	24 284	37,52%	162
август	39 338	21 108	18 230	46,34%	162
сентябрь	113 492	76 403	37 089	32,68%	162
октябрь	184 867	145 798	39 069	21,13%	162
ноябрь	216 910	194 250	22 660	10,45%	162
декабрь	238 011	170 575	67 436	28,33%	162
Итого за год	1 761 477	1 197 763	563 714	32,00%	162

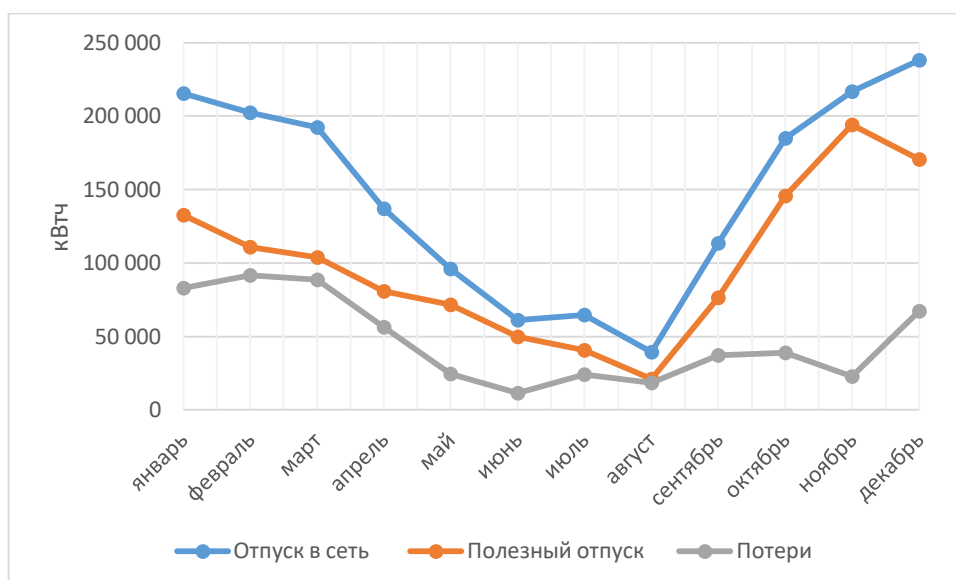


Рисунок 4.3 – Баланс электроэнергии за 2017 год

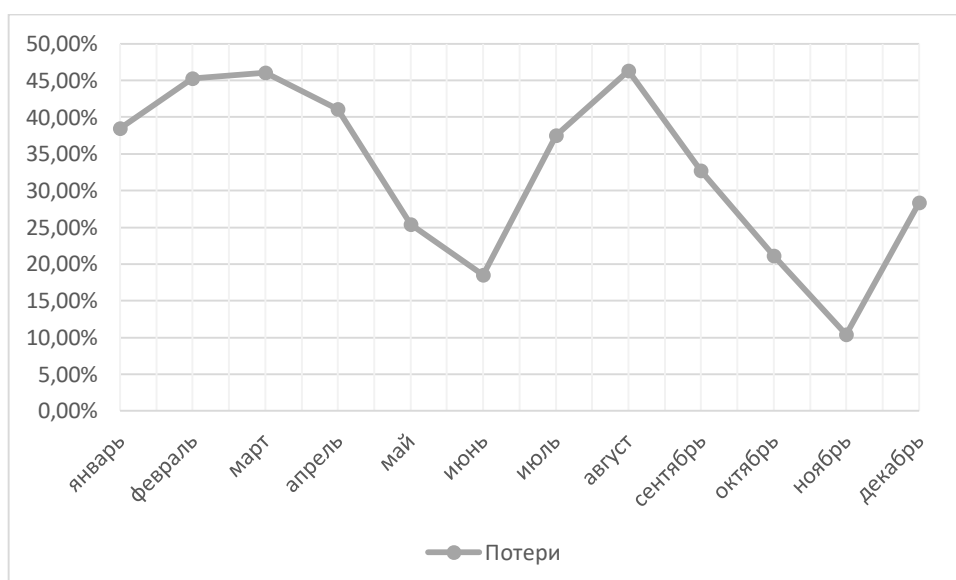


Рисунок 4.4 – Потери электроэнергии за 2017 год

Из рисунка 4.4 видно, что во время установки АСКУЭ потери электрической энергии колебались от 10 до 45 %.

Таблица 4.3 – Баланс электрической энергии за 2018

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВтч		кВтч		
1	2	3	4	5	6
январь	279 428	214 679	64 749	23,17%	202
февраль	245 860	200 951	44 909	18,27%	202
март	250 148	225 157	24 991	9,99%	202
апрель	207 970	187 299	20 671	9,94%	202
май	173 136	151 468	21 668	12,52%	202

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6
июнь	81 722	66 603	15 119	18,50%	202
июль	84 294	69 476	14 818	17,58%	202
август	88 586	71 048	17 538	19,80%	202
сентябрь	149 366	137 718	11 648	7,80%	202
октябрь	215 610	195 227	20 383	9,45%	202
ноябрь	247 292	225 063	22 229	8,99%	202
декабрь	297 284	277 413	19 871	6,68%	202
Итого за год	2 320 696	2 022 102	298 594	12,87%	202

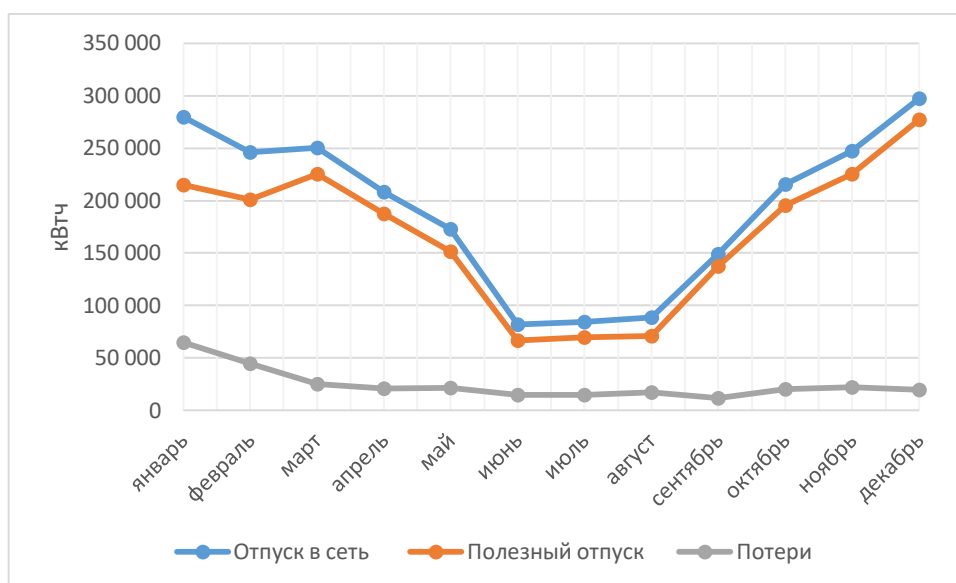


Рисунок 4.5 – Баланс электроэнергии за 2018 год

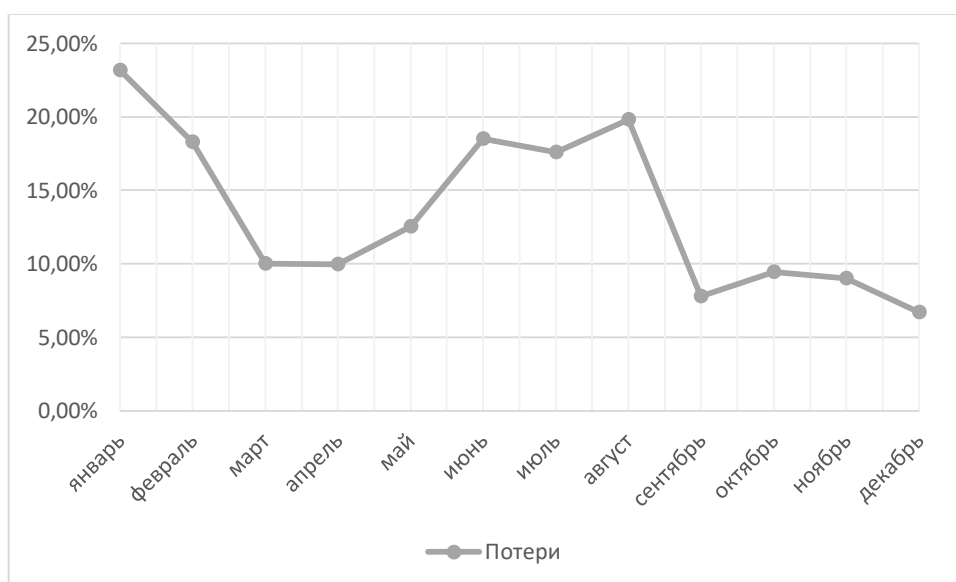


Рисунок 4.6 – Потери электроэнергии за 2018 год

Из рисунка 4.6 видно, что после установки АСКУЭ потери электрической энергии стали меньше от 5 до 25%

Таблица 4.4 – Баланс электрической энергии за 2019 год

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВтч		кВтч	кВтч	
январь	308 541	299 301	9 240	2,99%	217
февраль	279 388	269 461	9 927	3,55%	217
март	235 426	227 787	7 639	3,24%	217
апрель	194 777	185 464	9 313	4,78%	217
май	166 377	160 997	5 380	3,23%	217
июнь	104 020	101 521	2 499	2,40%	217
июль	112 992	104 162	8 830	7,81%	217
август	79 496	73 320	6 176	7,77%	217
сентябрь	147 570	108 591	38 979	26,41%	217
октябрь	259 881	194 927	64 954	24,99%	217
ноябрь	407 554	336 482	71 072	17,44%	217
декабрь	376 575	286 179	90 396	24,00%	217
Итого за год	2 672 597	2 348 192	324 405	12,14%	217

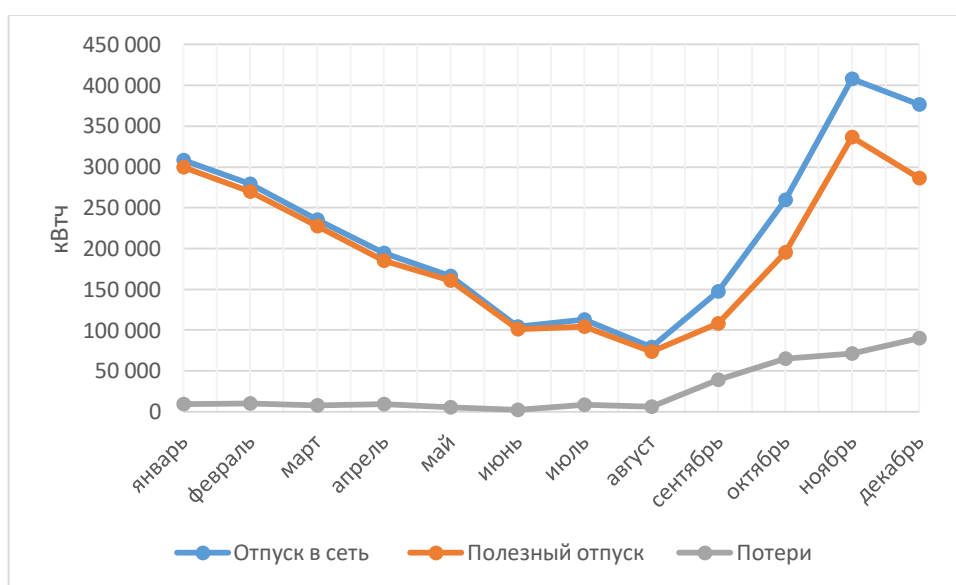


Рисунок 4.7 – Баланс электроэнергии за 2019 год

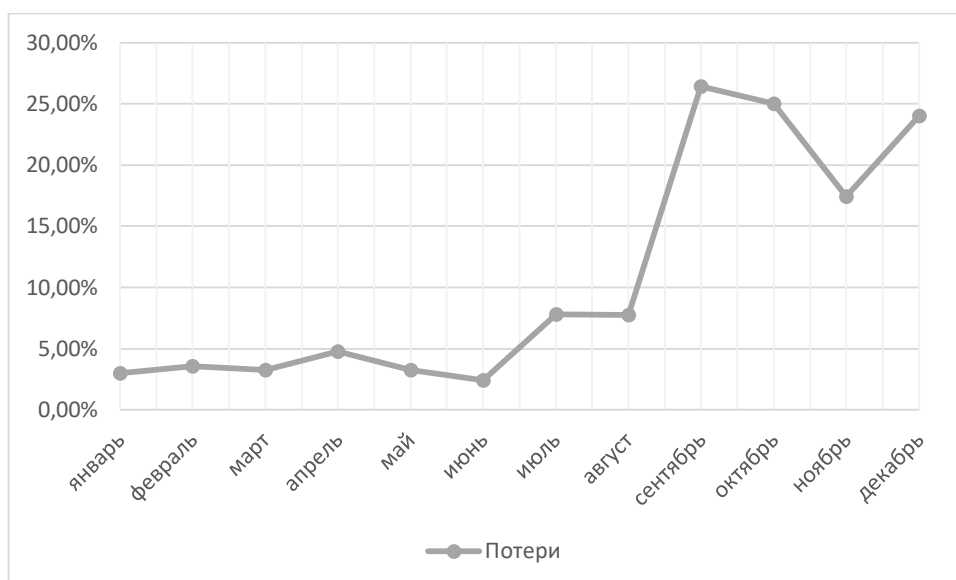


Рисунок 4.8 – Потери электроэнергии за 2019 год

Таблица 4.5 – Баланс электрической энергии за 2020 год

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВтч		кВтч	кВтч	
январь	440 538	343 653	96 885	21,99%	233
февраль	432 057	334 641	97 416	22,55%	233
март	330 409	268 521	61 888	18,73%	233
апрель	235 274	225 094	10 180	4,33%	233
май	175 289	163 911	11 378	6,49%	233
июнь	129 540	121 740	7 800	6,02%	233
Итого за год	1 743 107	1 457 560	285 547	16,38%	233

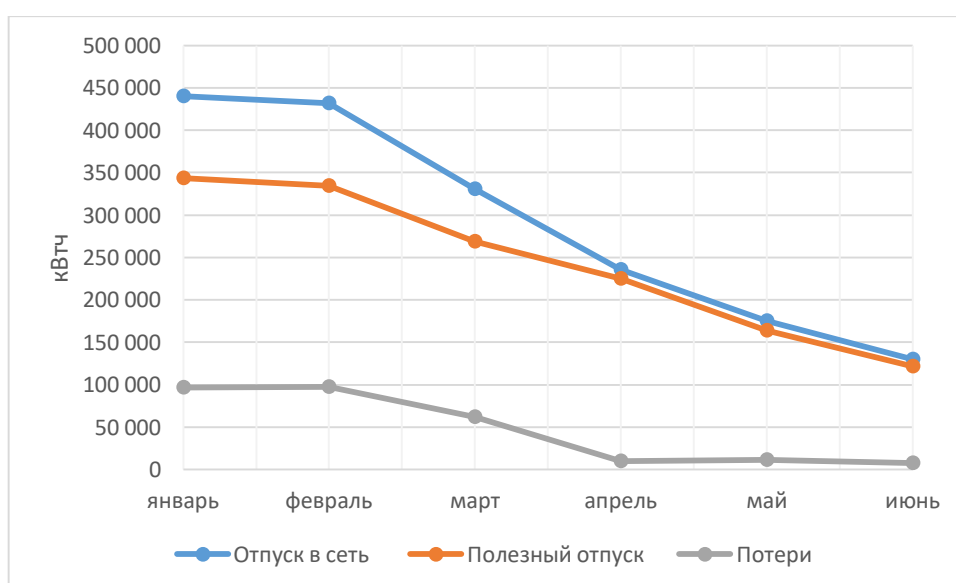


Рисунок 4.9 – Баланс электроэнергии за 2020 год

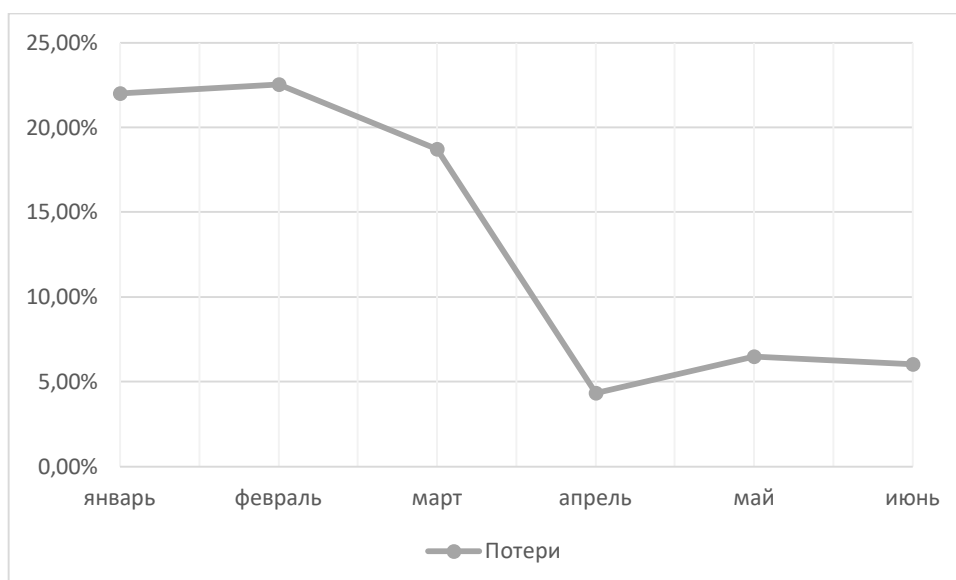


Рисунок 4.10 – Потери электроэнергии за 2020 год

Таблица 4.6 – Баланс электрической энергии с 2016 по 2020 год

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВтч		кВтч	кВтч	
2016	1 663 961	1 084 440	579 521	34,83%	119
2017	1 761 477	1 197 763	563 714	32,00%	162
2018	2 320 696	2 022 102	298 594	12,87%	202
2019	2 672 597	2 348 192	324 405	12,14%	217
2020	1 743 107	1 457 560	285 547	16,38%	233

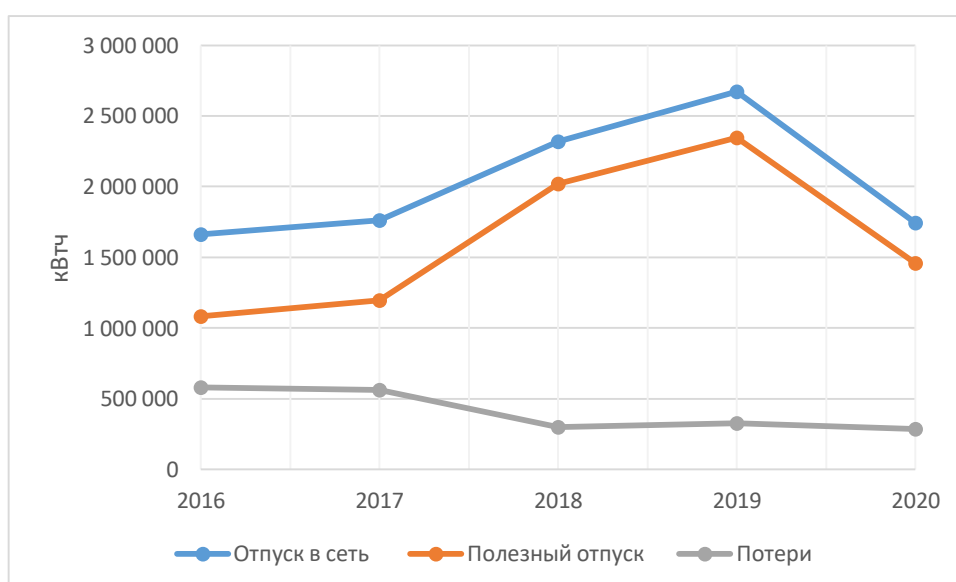


Рисунок 4.11 – Баланс электроэнергии с 2016 по 2020 год

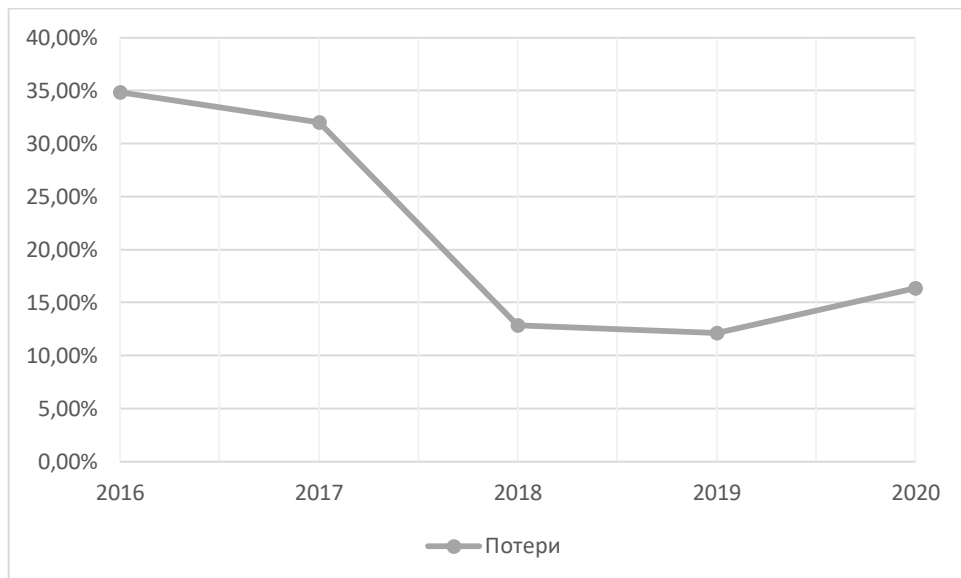


Рисунок 4.12 – Потери электроэнергии с 2016 по 2020 год

Из рисунка 4.11 видно, что с каждым годом при увеличении потребителей увеличивался и отпуск в сеть и полезный отпуск. За 2020 год данные есть только за пол года, поэтому график пошел вниз.

Из рисунка 4.12 видно, что после установки АСКУЭ в 2017 году потери электрической энергии уменьшились в 3 раза.

5 Расчет технических и коммерческих потерь

5.1 Расчет технических потерь

Чтобы рассчитать технические потери на фидере 97-20 сначала нужно рассчитать потери на каждой ТП.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир ($P_{КВ}$) определяется по формуле (5.1), кВт,

$$P_{КВ} = P_{КВ.уд.} \cdot n \quad (5.1)$$

где $P_{КВ.уд.}$ - удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 6.1 [7] в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру. Удельные электрические нагрузки установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов не превышает 15%;

n - количество квартир, присоединенных к линии (ТП).

Для нахождения потерь на ТП необходимо рассчитать полную мощность на ТП (5.2). Для бытовой нагрузки $\cos\varphi=0,98$.

$$S_{ТП} = \frac{P_{ТП}}{\cos\varphi} \quad (5.2)$$

Каждый ТП разбивается на несколько фидеров. Все расчеты нагрузок приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Расчет нагрузок на ТП

№ ТП	Фидер	Количество домов	$P_{КВ.уд.}$, кВт/дом	Расчетная нагрузка, кВт	Полная мощность, кВА
97-20-01	Ф1	8	3,8	30,4	31,02
	Ф2	9	3,8	34,2	34,90
	Ф3	18	2,6	46,8	47,76
	Ф4	2	10	20	20,41
97-20-02	Ф1	22	2,2	48,4	49,39
	Ф2	24	2,2	52,8	53,88
	Ф4	4	10	40	40,82
97-20-03	Ф1	10	3,2	32	32,65
97-20-04	Ф1	6	5,1	30,6	31,22
	Ф2	12	3,2	38,4	39,18
	Ф3	15	2,8	42	42,86
	Ф4	16	2,6	41,6	42,45
	Ф5	4	10	40	40,82
97-20-05	Ф1	9	3,8	34,2	34,90
	Ф2	8	3,8	30,4	31,02
	Ф3	10	3,2	32	32,65
	Ф4	6	5,1	30,6	31,22

Общая нагрузка на ТП будет равняться сумме нагрузок на всех фидерах входящих в состав этой ТП.

$$S_{ТП1} = 31,02 + 34,9 + 47,76 + 20,41 = 134,08 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП2} = 49,39 + 53,88 + 40,82 = 144,08 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП3} = 32,65 = 32,65 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП4} = 31,22 + 39,18 + 42,86 + 42,45 + 40,82 = 196,53 \text{ кВА}$$

$$S_{ТП5} = 34,9 + 31,02 + 32,65 + 31,22 = 129,8 \text{ кВА}$$

Полные потери мощности в ТП находятся как сумма потерь в линиях и потерь в трансформаторе.

Потери мощности в линиях находятся по формуле (5.3).

$$\Delta P_{лэп} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{лэп} \quad (5.3)$$

где U – напряжение в линиях, в данном случае 0,4 кВ;

$R_{лэп}$ – сопротивление провода.

$$R_{лэп} = r_0 \cdot l \quad (5.4)$$

где r_0 – удельное сопротивление провода;

l – длина провода.

Сопротивление проводов будет рассчитано и записано в таблицу 5.2, потери мощности в линиях в таблице 5.3

Таблица 5.2 – Сопротивления проводов

№ ТП	Фидер	Марка провода	r_0 , Ом/км	L, км	$R_{лэп}$, Ом
97-20-01	Ф1	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,2	0,1136
	Ф2	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,23	0,1306
	Ф3	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,701	0,3982
	Ф4	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,0758	0,0431
97-20-02	Ф1	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,688	0,3908
	Ф2	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,637	0,3618
	Ф4	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,3573	0,2029
97-20-03	Ф1	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,3408	0,1936
97-20-04	Ф1	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,3423	0,1944
	Ф2	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,591	0,3357
	Ф3	СИП-2 3x95+1x95+1x25	0,411	0,4233	0,1740
	Ф4	СИП-2 3x70+1x70	0,568	0,517	0,2937
	Ф5	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,288	0,1636
97-20-05	Ф1	СИП-2 3x70+1x70	0,568	0,3805	0,2161
	Ф2	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,5543	0,3148
	Ф3	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,4498	0,2555
	Ф4	СИП-2 3x70+1x70+1x25	0,568	0,116	0,0659

Таблица 5.3 – Потери мощности в линиях

№ ТП	Фидер	S, кВА	U, кВ	R, Ом	ΔP, кВт
97-20-01	Ф1	31,02	0,4	0,1136	0,6832
	Ф2	34,90	0,4	0,1306	0,9944
	Ф3	47,76	0,4	0,3982	5,6753
	Ф4	20,41	0,4	0,0431	0,1121
97-20-02	Ф1	49,39	0,4	0,3908	5,9574
	Ф2	53,88	0,4	0,3618	6,5642
	Ф4	40,82	0,4	0,2029	2,1131
97-20-03	Ф1	32,65	0,4	0,1936	1,29
97-20-04	Ф1	31,22	0,4	0,1944	1,1847
	Ф2	39,18	0,4	0,3357	3,2213
	Ф3	42,86	0,4	0,1740	1,9972
	Ф4	42,45	0,4	0,2937	3,3071
	Ф5	40,82	0,4	0,1636	1,7033
97-20-05	Ф1	34,90	0,4	0,2161	1,6451
	Ф2	31,02	0,4	0,3148	1,8935
	Ф3	32,65	0,4	0,2555	1,7025
	Ф4	31,22	0,4	0,0659	0,4015

Полные потери мощности в линиях будут равняться сумме потерь на всех фидерах входящих в состав этой ТП.

$$\Delta P_{(ЛЭП)ТП1} = 0,6832 + 0,9944 + 5,6753 + 0,1121 = 7,4649 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{(ЛЭП)ТП2} = 5,9574 + 6,5642 + 2,1131 = 14,6348 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{(ЛЭП)ТП3} = 1,29 = 1,29 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{(ЛЭП)ТП4} = 1,1847 + 3,2213 + 1,9972 + 3,3071 + 1,7033 = 11,4136 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{(ЛЭП)ТП5} = 1,6451 + 1,8935 + 1,7025 + 0,4015 = 5,6426 \text{ кВт}$$

Потери мощности в трансформаторе находятся по формуле (5.5).

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} + \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} \quad (5.5)$$

где U – напряжение на высокой стороне трансформатора, в данном случае 10 кВ;

$R_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода в трансформаторе.

Расчет потерь мощности в трансформаторах будет рассчитано и записано в таблицу 5.4

Таблица 5.4 – Потери в трансформаторах

№ ТП	Трансформатор	ΔP _{хх} , кВт	S, кВА	U, кВ	R _{тр} , Ом	ΔP _{тр} , кВт
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6	7
97-20-01	ТМГ-СЭЩ-400/10	1,05	134,08	10	3,44	1,6684
97-20-02	ТМГ-400/10/0,4	1,05	144,08	10	3,44	1,7641
97-20-03	ТМГ-СЭЩ-400/10	1,05	32,65	10	3,44	1,0867
97-20-04	ТМГ-СЭЩ-630/10	1,56	196,53	10	1,91	2,2977
97-20-05	ТМГ-СЭЩ-630/10	1,56	129,8	10	1,91	1,8818

Полные потери мощности в ТП будут равняться сумме потерь в линиях и трансформаторе на этой ТП.

$$\Delta P_{\text{ТП1}} = 7,4649 + 1,6684 = 9,1334 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ТП2}} = 14,6348 + 1,7641 = 16,3989 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ТП3}} = 1,29 + 1,0867 = 2,3766 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ТП4}} = 11,4136 + 2,2977 = 13,7113 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ТП5}} = 5,6426 + 1,8818 = 7,5244 \text{ кВт}$$

Для расчета потерь мощности во всем фидере 97-20 вместе с потерями в ТП необходимо посчитать потери в линиях 10 кВ

Таблица 5.5 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Начало	Конец	Марка провода	r_0 , Ом/км	L, км	$R_{\text{ЛЭП}}$, Ом	S, кВА	U, кВ	ΔP , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП №3	Оп. №31	3СИП-3 1x70	0,63	0,014	0,00882	32,65	10	0,0001
Оп. №31	Оп. №29	3СИП-3 1x95	0,47	0,08	0,0376	32,65	10	0,0004
ТП №2	Оп. №29	3СИП-3 1x70	0,63	0,347	0,21861	144,08	10	0,0454
Оп. №29	Оп. №24	3СИП-3 1x95	0,47	0,2	0,094	176,73	10	0,0294
ТП №1	Оп. №24	3СИП-3 1x70	0,63	0,235	0,14805	134,08	10	0,0266
Оп. №24	Оп. №13	3СИП-3 1x95	0,47	0,44	0,2068	310,82	10	0,1998
ТП №4	Оп. №13-2	3СИП-3 1x70	0,63	0,261	0,16443	196,53	10	0,0635
ТП №5	Оп. №13-2	3СИП-3 1x70	0,63	0,053	0,03339	129,80	10	0,0056

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оп. №13-2	Оп. №13	3СИП-3 1x70	0,63	0,048	0,03024	326,33	10	0,0322
Оп. №13	Оп. №1	3СИП-3 1x95	0,47	0,48	0,2256	637,14	10	0,9158
Оп. №1	ПС №97	2ААБлу 3x240	0,129	0,58	0,07482	637,14	10	0,3037

Для расчета полных потерь мощности по фидеру необходимо сложить потери на ТП и потери в линиях 10 кВ.

$$\Delta P = 9,1334 + 16,3989 + 2,3766 + 13,7113 + 7,5244 + 0,0001 + 0,0004 + 0,0454 + 0,0294 + 0,0266 + 0,1998 + 0,0635 + 0,0056 + 0,0322 + 0,9158 + 0,3037 = 50,7671 \text{ кВт}$$

Для анализа эффективности внедрения АСКУЭ, необходимо рассчитать технические потери энергии, которые находятся по формуле (5.6).

$$W_{\text{ТЕХ}} = \Delta P \cdot \tau \quad (5.6)$$

где τ – Время наибольших потерь.

$$\tau = (0,124 + T_{\text{МАХ}} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 \quad (5.7)$$

где $T_{\text{МАХ}}$ – продолжительность использования максимума нагрузки.

$$\tau = (0,124 + 3400 \cdot 10^{-4}) \cdot 8760 = 1886 \text{ ч}$$

$$W_{\text{ТЕХ}} = 50,7671 \cdot 1886 = 95747 \text{ кВтч}$$

Технические потери электрической энергии на фидере 97-20 составляет 95747 кВтч.

Определим процент технических потерь от отпуска в сеть для каждого года.

$$W_{\text{ТЕХ}\%}(2016) = \frac{95747}{1663961} \cdot 100 = 5,75\%$$

$$W_{\text{ТЕХ}\%}(2017) = \frac{95747}{1761477} \cdot 100 = 5,44\%$$

$$W_{\text{ТЕХ}\%}(2018) = \frac{95747}{2320696} \cdot 100 = 4,13\%$$

$$W_{\text{ТЕХ}\%}(2019) = \frac{95747}{2672597} \cdot 100 = 3,58\%$$

$$W_{\text{ТЕХ}\%}(2020) = \frac{95747}{1743107} \cdot 100 = 5,49\%$$

5.2 Расчет коммерческих потерь

Для анализа эффективности внедрения АСКУЭ, необходимо определить коммерческие потери электрической энергии за каждый год.

Коммерческие потери электрической энергии – это разность полных потерь и технических.

$$W_{\text{КОМ}} = W_{\text{ПОЛН}} - W_{\text{ТЕХ}} \quad (5.8)$$

$$W_{\text{КОМ}}(2016) = 579521 - 95747 = 483774 \text{ кВтч}$$

$$W_{\text{КОМ}}(2017) = 563714 - 95747 = 467967 \text{ кВтч}$$

$$W_{\text{КОМ}}(2018) = 298594 - 95747 = 202847 \text{ кВтч}$$

$$W_{\text{КОМ}}(2019) = 324405 - 95747 = 228658 \text{ кВтч}$$

$$W_{\text{КОМ}}(2020) = 285547 - 95747 = 189800 \text{ кВтч}$$

Определим процент коммерческих потерь от отпуска в сеть для каждого года.

$$W_{\text{КОМ}\%}(2016) = \frac{483774}{1663961} \cdot 100 = 29,07\%$$

$$W_{\text{КОМ}\%}(2017) = \frac{467967}{1761477} \cdot 100 = 26,57\%$$

$$W_{\text{КОМ}\%}(2018) = \frac{202847}{2320696} \cdot 100 = 8,74\%$$

$$W_{\text{КОМ}\%}(2019) = \frac{228658}{2672597} \cdot 100 = 8,56\%$$

$$W_{\text{КОМ}\%}(2020) = \frac{189800}{1743107} \cdot 100 = 10,89\%$$

На рисунке 5.1 изображен годовой график баланса электрической энергии, на рисунке 5.2 изображен годовой график коммерческих и технических потерь .

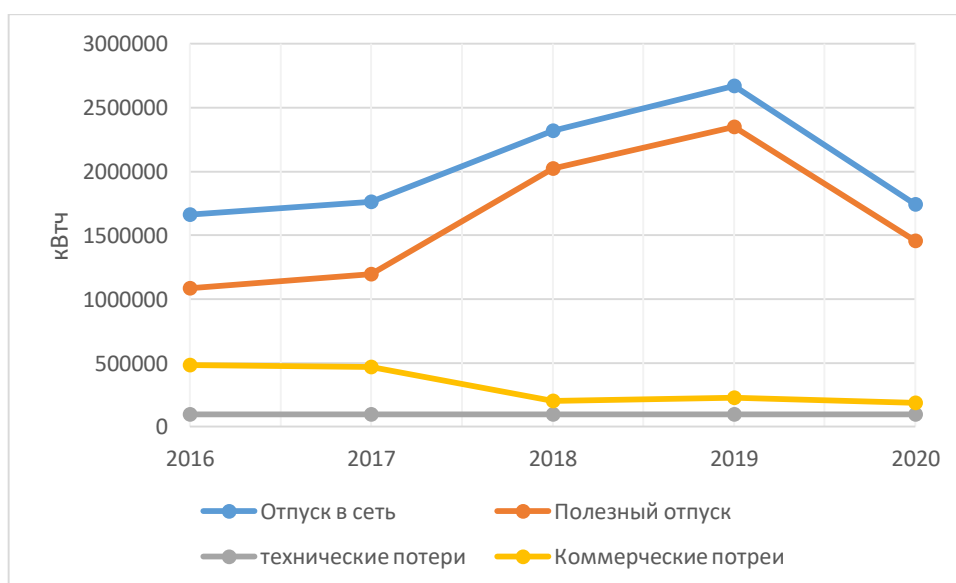


Рисунок 5.1 – Годовой график баланса электрической энергии

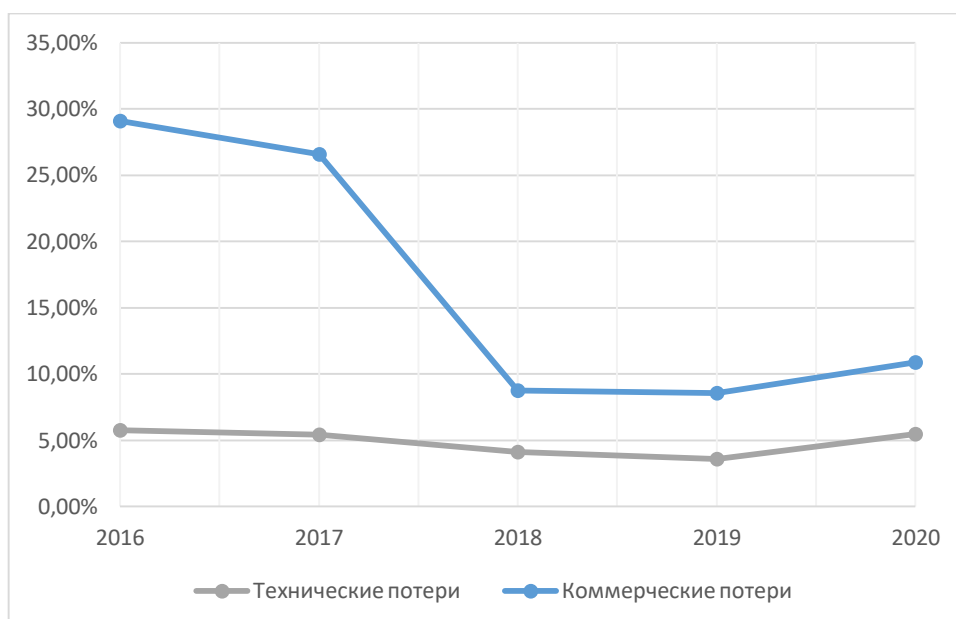


Рисунок 5.2 – Годовой график потерь электрической энергии

Из графиков видно, что после установки счётчиков в 2017 году, коммерческие потери резко сократились в 3 раза. Это свидетельствует тому, что установка АСКУЭ эффективно предотвращает хищение электрической энергии.

Чтобы узнать эффективна ли внедренная АСКУЭ, нужно узнать какую экономию принесет ее установка и за какой срок окупится.

Так как счетчики были установлены в 2017 году, а информация за 2020 год есть только за полгода, то экономию будем считать за 2018 и 2019 год.

Экономия – это разность между коммерческими потерями до и после установки АСКУЭ, умноженная на тариф электрической энергии.

В 2018 году тариф составлял 1,43 руб., а в 2019 году – 1,5 руб.

$$E(2018) = (483774 - 202847) \cdot 1,43 = 401725,61 \text{ руб.}$$

$$E(2019) = (483774 - 228658) \cdot 1,5 = 382674 \text{ руб.}$$

По данным проекта по созданию АСКУЭ на электросетевых объектах, полная стоимость внедрения АСКУЭ составляет 4 688 651,07 руб.

Для расчета срока окупаемости возьмём среднюю экономию между 2018 и 2019 годом.

$$E_{\text{ср}} = \frac{401725,61 + 382674}{2} = 392199,81 \text{ руб.}$$

$$O = \frac{4\,688\,651,07}{392199,81} = 11,95 \text{ лет}$$

Установка системы автоматического учета окупится за 12 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были проанализированы потери электроэнергии за период с 2016 по 2020 год. Было определено, что потери электроэнергии с каждым годом уменьшались.

Было выявлено, что при установке современных автоматических систем учета потери электроэнергии уменьшились и вошли в норматив потерь. Следовательно, установка таких систем учета необходима, хотя и является дорогостоящей.

После установки системы автоматического учета электрической энергии, в фидере 97-20 Усть-Абаканского РЭС ежегодно стали экономить в среднем 392199,81 руб. Установка системы автоматического учета окупится за 12 лет.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был выполнен анализ и оценка эффективности внедрения системы учета электрической энергии.

Были решены следующие задачи:

- рассчитаны технические и коммерческие потери;
- оценена эффективность снижения коммерческих потерь после установки системы учета электрической энергии;
- рассчитана и оценена экономия и срок окупаемости системы учета электрической энергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хакасэнерго – МРСК Сибири [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mrsk-sib.ru>
2. СТРИЖ – учет ЖКХ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://uchet-jkh.ru>
3. Энергосбережение Коммерческие потери электроэнергии и их снижение [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energosber18.ru>
4. Энергосовет – всё об энергосбережении в интернете [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energosovet.ru>
5. Система поиска кабельной продукции [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://k-ps.ru>
6. РД 34.20.178 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения
7. СП 31-110-2003 - Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
8. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»: метод. указания / сост. Н. В. Дулесова; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 56 с.
9. Дулесова Н. В. Правовые основы энергетики : учеб. пособие / Н. В. Дулесова, А. Н. Туликов; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : ХТИ – филиал СФУ, 2017. – 118 с.
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
11. Старкова, Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1987. – 386 с.
12. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.
13. Правила устройства электроустановок. - 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. - 701 с.
14. Википедия. Свободная энциклопедия. [Электронный ресурс] // Счётчик электрической энергии – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
15. Счетчики Матрица и АИИС КУЭ Smart IMS. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://faq.newuchet.ru>
16. Платонова Е. В. Организация электроэнергетического предприятия : учеб. пособие / Е. В. Платонова ; Сиб. федер. ун-т; ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиал СФУ, 2013. – 334 с.
17. Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 248 с.

18. Системы электроснабжения. Краткий курс лекций: Учебно-методическое пособие для студентов электротехнических специальностей всех форм обучения / Сост. Н. В. Дулесова. Красноярск; КГТУ, 2005. – 270 с.
19. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.: ил.
20. Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии / Герасименко А. А., Федин В. Т. – Изд. 2-е. – Ростов н/Д : Феникс, 2008. – 715 с.
21. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии : учебник: / Ю.С. Железко. М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
22. Лебедев, И.А., Электрический счетчик // Энциклопедический словарь Брокгауза и Ефрона : И.А. Лебедев,. В 86 томах (82 т. и 4 доп.). — СПб. : 1890 – 1907.
23. Воротницкий, В.Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина, И.А. Паринов, О.В. Туркина .М. : ДиалогЭлектро, 2006- 168 с.
24. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг (утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861)
25. Воротницкий, В.Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях : учебно-методическое пособие / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина – М. : ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2003. – 64 с.

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

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« _____ » _____
(дата)

(подпись)

Юшков А.Е.

(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« 28 » 07 20 20 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения системы учета электрической энергии
применительно к ПС №97 Юго-Западная Ф 97-20

тема

Руководитель Е.В. Платонова доцент каф. ЭЭ.к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Е.В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник А.Е. Юшков
подпись, дата

А.Е. Юшков
инициалы, фамилия

Нормоконтролер И.А. Кычак
подпись, дата

И.А. Кычак
инициалы, фамилия

Абакан 2020