


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы
и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 18 » 10 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Автоматизация учета электрической энергии как средство снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (на примере Зейского района Амурской области)

Исполнитель
студент группы 742-ом

 16.10.19
подпись, дата

Ю.Н. Токарская

Руководитель
профессор, доктор
технических наук

 16.10.19
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
профессор, доктор
технических наук

 16.10.19
подпись, дата

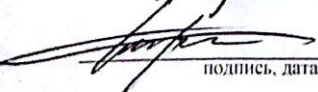
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 16.10.19
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент

 16.10.19
подпись, дата

У.В. Казкарий

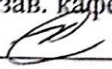
Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«18» марта 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Токарской Юлии Николаевны

1. Тема магистерской диссертации: Автоматизация учета электрической энергии как средство снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (на примере Зейского района Амурской области).
 2. Срок сдачи студентом законченной диссертации 16 октября 2019 (утверждено приказом от 06.09.19 № 531)
 3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики
 4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):
анализ современного состояния уровня потерь электрической энергии и определение основной структуры распределения потерь; анализ технического состояния электрических сетей Зейского района Амурской области; анализ существующей системы учета электрической энергии Зейского района; рассмотрение возможности автоматизации учета электрической энергии, как одного из возможных способов снижения потерь в распределительных электрических сетях; оценка экономической целесообразности применения систем АИИС КУЭ.
 5. Перечень материалов приложения: Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2015 – 2018 гг. Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150 п. Александровка Зейского района.
 6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

 7. Дата выдачи задания 18 марта 2019г.
- Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор технических наук.
- Задание принял к исполнению (дата): 18 марта 2019г.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 108 с., 27 рисунков, 8 формулы, 18 таблиц, 50 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ФАКТИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ, АИИИС КУЭ, ПРИБОР УЧЕТА, МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Магистерская диссертация посвящена рассмотрению процесса автоматизации приборов учета потребителей, как одного из возможных способов снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. В магистерской диссертации показана структура потерь электроэнергии по её видам и дана оценка современного состояния проблемы потерь электрической энергии. Проведен анализ технического состояния электрических сетей и уровня потерь электроэнергии в распределительных сетях г. Зея и Зейского района. Дан анализ балансов электроэнергии. Для анализа приведены статистические данные небалансов и потерь электроэнергии за 4 года, предоставленные структурным подразделением «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети». Произведена оценка экономической целесообразности перехода на автоматизированный учет электроэнергии.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Оценка современного состояния проблемы потерь электроэнергии	10
1.1 Структурный анализ потерь электроэнергии	12
1.2 Проблема потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях	18
1.2.1 Проблема наличия коммерческих потерь электроэнергии	19
1.2.2 Проблема наличия метрологических потерь электроэнергии и порядок их нахождения	22
2 Анализ технического состояния распределительных электрических сетей и уровня потерь электроэнергии в г. Зея и Зейском районе	27
2.1 Структурный анализ распределительных сетей г. Зея и Зейского района	28
2.1.1 Распределительные сети г. Зея	28
2.1.2 Распределительные сети Зейского района	32
2.2 Анализ технического состояния учета электрической энергии в г. Зея и Зейском районе	36
2.2.1 Общие положения об учете электроэнергии	36
2.2.2 Организация учета электрической энергии на ПС и у потребителей г. Зея и Зейского района	41
2.2.3 Анализ уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях г. Зея и Зейского района за 2015 - 2017 гг.	43
3 Организация автоматического учета электроэнергии в распределительных электрических сетях г. Зея и Зейского района	46
3.1 Анализ небалансов электрической энергии распределительных электрических сетей г. Зея и Зейского района	48

3.1.1 Анализ небалансов электроэнергии до модернизации	48
3.1.2 Анализ небалансов электроэнергии после модернизации	53
4 Структура организации автоматизированного учета электроэнергии на примере распределительных сетей г. Зея и Зейского района	59
4.1 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)	59
4.1.1 Система «РМС 2150 в коммунальном и частном секторе потребителей»	65
4.2 Характеристика электронных счетчиков электроэнергии, установленных при автоматизации учета электроэнергии в г. Зея и Зейском районе.	75
4.3 Экономический эффект от перехода на автоматизированный учет электроэнергии	85
Заключение	87
Библиографический список	89
Приложение А	95
Приложение Б	98
Приложение В	101
Приложение Г	104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ПУ – прибор учета;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

ЭЭ – электрическая энергия;

ТСО – территориальная сетевая организация;

ФСК – федеральная сетевая компания;

МСК – магистральная сетевая компания;

ВН – высокое напряжение (110 и выше);

СН1 – среднее первое напряжение (27,5 – 60 кВ);

СН2 – среднее второе напряжение (1- 20 кВ);

НН – низкое напряжение (0,4 кВ и ниже);

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СИ – система измерения;

МСП – мероприятия по снижению потерь электроэнергии;

ПС – подстанция;

ВЧР – высокочастотный заградитель;

ИК – измерительный комплекс;

СУ – сетевой участок;

ЗРЭС – Зейские районные электрические сети;

БД – база данных;

ФЛ – физические лица;

ЮЛ – юридические лица.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с демонополизацией структуры отрасли и появлением новых самостоятельных участников рынка электроэнергии проблема потерь электроэнергии перешла на качественно иной уровень.

Актуальность темы обусловлена тем, что потери электроэнергии в распределительных электрических сетях являются важнейшим показателем рентабельности и эффективности их работы, а так же показателем эффективности работы существующей системы учета электроэнергии. Для энергоснабжающих организаций снижение технических и сверхнормативных потерь электроэнергии является важным аспектом их деятельности. Сверхнормативными являются потери, несущие финансовый убыток энергетическим компаниям. Такими потерями являются коммерческие, которые включают в себя не только потери, связанные с погрешностями систем учета и недостаточно эффективной работы сбытовой компании, но и потери хищения электроэнергии и неоплаты счетов за потребленную электроэнергию.

Снижение сверхнормативной составляющей потерь электроэнергии – это сложная проблема, требующая комплексного подхода с достаточно высоким капиталовложением. С учетом имеющегося в стране экономического кризиса, который за последние годы лишь снижает свои обороты, но не исчезает полностью, большинство энергоснабжающих организаций не могут позволить повсеместно совершенствовать учет электрической энергии на базе распространённых, популярных и эффективных систем автоматизированного учета электрической энергии. Но, автоматизация учета электрической энергии, является важной составляющей программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, и проводится ежегодно в разных областях страны.

Внедрение автоматизированных систем учета электрической энергии позволяет:

- увеличить точность планирования электропотребления;
- решить проблему небаланса электрической энергии;
- управлять нагрузкой и ликвидировать перегруз в сети;
- контролировать соблюдение основных параметров электроэнергии в сети в допустимых пределах;
- осуществлять сбор данных по каждой точке учета электроэнергии;
- долговременно хранить собранные данные для их анализа.

Объект исследования – распределительные сети 10(6) – 0,4 кВ Зейского района Амурской области.

Предмет исследования – потери электроэнергии.

Цель исследования – снижение уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях путем автоматизации учета электроэнергии.

Задачи исследования:

1. Анализ современного состояния уровня потерь электрической энергии и определение основной структуры распределения потерь;
2. Анализ технического состояния электрических сетей Зейского района Амурской области;
3. Анализ существующей системы учета электрической энергии Зейского района;
4. Автоматизация учета электрической энергии в г. Зeya и Зейском районе;
5. Оценка экономической целесообразности применения систем автоматизированного учета электрической энергии.

Задачи, поставленные при выполнении магистерской диссертации будут решены при использовании следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2010 – текстовый процессор, позволяющий автоматизированным способом подготовить информацию в соответствующий вид;

2. Microsoft Office Excel 2010 – табличный процессор, поддерживающий все необходимые функции для создания электронных таблиц любой сложности;

3. Microsoft Office Visio 2010 – графический процессор, поддерживающий все необходимые функции для создания схем, организационных диаграмм и блок-схем для визуализации информации.

Научная новизна работы заключается в выявлении причин увеличения сверхнормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях, и выборе способа их снижения.

По теме магистерской диссертации опубликована 1 научно-исследовательская статья на тему: «Анализ метрологических потерь электрической энергии в низковольтных электрических сетях распределительных сетевых комплексов». [32]

Магистерская диссертация состоит из введения, 4 разделов, заключения, библиографического списка и 4 приложений.

1 ОЦЕНКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потери электроэнергии при ее транспортировке от мест производства до мест потребления являются одним из важных технико-экономических показателей электрических сетей, индикатором состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до оптимального уровня – одно из важных направлений энергосбережения. [21]

По данным Ростехнадзора, в настоящее время свыше 1/3 всех энергоресурсов в стране безвозвратно теряется или используется неэффективно. Электроэнергия универсальна и способна неограниченно делиться и превращаться практически во все другие виды энергии [2]. Производство электроэнергии – очень сложный, трудозатратный и дорогостоящий процесс. Хотя электроэнергия и является возобновляемым ресурсом, но на её правильное и экономное использование делается важный акцент ежегодно.

В настоящее время в энергосистемах наблюдается рост потерь электроэнергии даже при уменьшении электропотребления. В связи с сокращением вложений в развитие и техническое перевооружение электрических сетей, в совершенствование систем управления режимами и учета электроэнергии, возникли негативные тенденции, влияющие на уровень потерь в сетях. А именно, увеличилось число ремонтов, аварий, отказов оборудования, что привело к неоптимальным режимам работы сетей и росту технических потерь; из-за недостатка устройств компенсации реактивной мощности и общего спада нагрузки возросли избытки зарядной мощности в сетях 220 кВ и выше, что привело к росту уровня напряжения в узлах и увеличению потерь электроэнергии на корону в воздушных линиях (ВЛ) и в стали силовых трансформаторов и соответственно изменению соотношения переменных и условно-постоянных потерь; возрос экономический ущерб энергоснабжаю-

щих организаций из-за низкого технического уровня системы учета электроэнергии, ее физического и морального износа, несоответствия современным требованиям [1, 22].

Анализ данных о приборах учета электроэнергии, эксплуатируемых в РАО «ЕЭС России», показал, что только 40% из них удовлетворяют требованиям нормативных документов и около 80% однофазных счетчиков требуют замены [3].

Решение проблемы потерь электроэнергии, направленное только на снижение технических потерь, не даст желаемых результатов. Поскольку, исходной информацией для определения уровня потерь служат результаты интегрального достоверного учета электроэнергии, следовательно, правильному учету электроэнергии должно уделяться значительное внимание. Однако, из-за невязок в показаниях счетчиков электроэнергии, неучета фактора неопределенности искажается реальная картина потерь электроэнергии. Отсюда и мероприятия по снижению потерь (МСП), разработанные на основе существующих методов и подходов к определению и анализу потерь электроэнергии в сетях, где велика доля неопределенности, не дадут желаемых результатов. [1]

На сегодняшний день, проблема снижения уровня потерь электроэнергии в электрических сетях носит значительный характер. Поэтому и мероприятия по снижению потерь электроэнергии должны разрабатываться не только исходя из сложившейся картины потерь, но и с учетом исключения ранних проб и ошибок по применению уже разработанных МСП.

Для того, что бы привести уровень потерь электроэнергии в допустимые пределы, необходимо разобрать их структуру и проанализировать каждую составляющую. Только тогда можно найти основные проблемные очаги и пути решения по их ликвидации или хотя бы минимизации.

1.1 Структурный анализ потерь электроэнергии

Суммарные потери электроэнергии в сети являются фактическими (отчетными) и определяются как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной потребителям из сети.

Фактические потери в электрических сетях могут быть разделены на четыре составляющие: 1) технические; 2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанции; 3) потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета; 4) коммерческие потери. [1, 2, 4]

К *техническим* относятся потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сети. Технические потери не могут быть измерены. Их значения получают расчетным путем на основании известных законов электротехники. Величина технических потерь в системах электроснабжения включается в тарифную стоимость электроэнергии. Без технических потерь электроэнергию транспортировать нельзя их можно только снизить с помощью соответствующих технических и режимных мероприятий.

Так же *технические* потери можно рассматривать как сумму составляющих потерь, а именно: потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери); зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери); зависящих от погодных условий. Условно - постоянные потери, в свою очередь, это потери, величина которых не зависит или незначительно зависит от параметров режима сети.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.

Потери электроэнергии, *обусловленные допустимыми погрешностями системы учета*, получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы измерительных комплексов, используемых для измерения активной электроэнергии (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики, соединительные провода). В расчет этих потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Допустимые погрешности определяются по классам точности приборов и измерительных трансформаторов.

Коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля над потреблением энергии (например, недостоверный учет из-за неисправности приборов учета, неправильного подключения измерительных ТН и ТТ, несанкционированного подключения токоприемников или их подключения помимо счетчиков и т. п.). Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

В настоящее время расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчетности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, - в составе коммерческих потерь. Это является недостатком существующей системы отчетности, так как не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и целесообразных направлениях работ по их снижению.

Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином *технологические потери*. Четвертая составляющая - коммерческие потери, представляет собой воздей-

ствие «человеческого фактора» и включает в себя все его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, потребление энергии мимо счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учета) и т. п.

Очевидно, что каждая укрупненная составляющая имеет свою более детальную структуру. Технические потери можно разделить на поэлементные составляющие, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций включает в себя 23 типа электроприемников, погрешности учета включают составляющие, обусловленные измерительными трансформаторами тока, напряжения и электрическими счетчиками, коммерческие потери также могут быть разделены на многочисленные составляющие, отличающиеся причинами их возникновения. Такую структуру потерь назовем *детальной структурой потерь* электроэнергии (рисунке 1). Представленная на рисунке структура является полной для всех составляющих технологических потерь. Она неполна лишь для коммерческих потерь, для которых указаны только группы обуславливающих факторов, а не конкретные составляющие. В настоящее время описано более 40 способов хищений и, надеяться на то, что это их окончательное число, невозможно.

Фактические (отчетные) потери в экономическом плане являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. Задача «исправления» отчетных потерь на основе учета погрешностей счетчиков бессмысленна, так как не может привести к изменению денежных средств.

Несмотря на то, что потерянный рубль остается потерянным независимо от того, по какой причине и где он потерян, для того, чтобы принять наиболее эффективные меры по снижению таких потерь, необходимо знать, где и по каким причинам они происходят [4].

В связи с этим основной задачей расчета и анализа потерь является определение их структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений. Одним из методов такой диагностики потерь является анализ небалансов электроэнергии на объектах (подстанциях, предприятиях сетей) и в сетевых организациях.

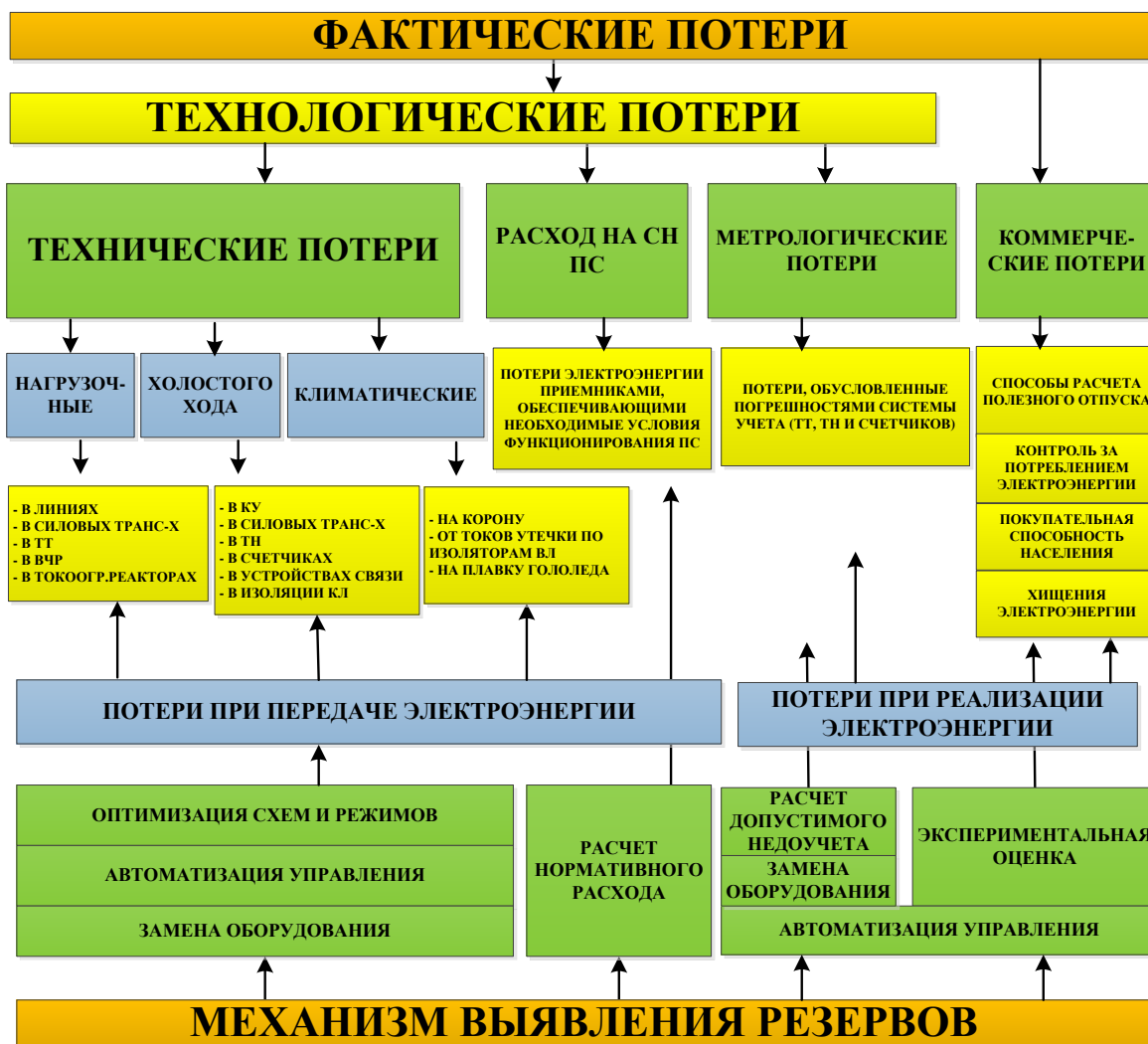


Рисунок 1 –Детальная структура фактических потерь и определение путей их снижения

Представленная выше структура анализа потерь была рассмотрена по видам составляющих потерь электроэнергии. В процентном соотношении, распределение каждой составляющей фактических потерь электроэнергии можно рассмотреть на примере сетей АО «ДРСК». Полученную структуру

распределения фактических потерь отобразим на рисунке 2 в виде диаграммы.

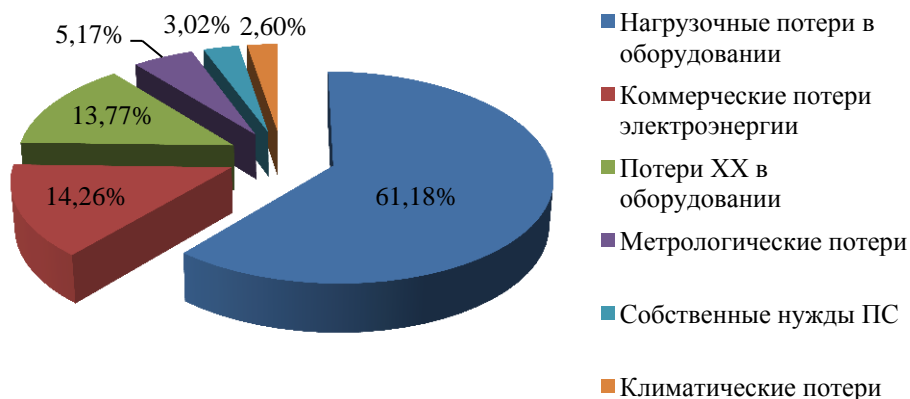


Рисунок 2 – Диаграмма распределения составляющих фактических потерь электроэнергии в сетях АО «ДРСК»

Помимо рассмотренной структуры распределения фактических потерь, так же существует анализ потерь электроэнергии в динамике:

- по классам напряжения (0,38;6;10;35;110;150;220;330;500 и выше);
- по типам потребителей электроэнергии;
- по видам оборудования;
- по зависимости от отпуска электроэнергии в сеть;
- по загрузке элементов сети;
- по качеству информационных потоков (полный достоверный поток, неполный достоверный поток, полный недостоверный поток, неполный недостоверный поток, неопределенный поток);
- по временным интервалам.

Большинство предоставленных динамик распределения потерь носит достаточно детальный характер рассмотрения и требует привлечения для анализа теории вероятности. Из предложенных динамик распределения потерь, рассмотрим более обобщенную структуру анализа потерь по классам номинального напряжения. Ситуацию распределения потерь по классам напряжения изобразим в виде диаграммы на рисунке 3.

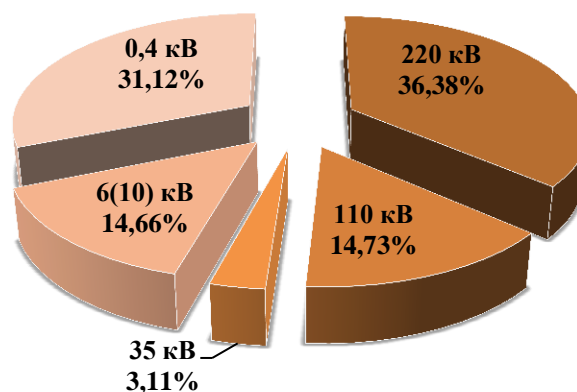


Рисунок 3 – Диаграмма распределения потерь электроэнергии по классам номинального напряжения

Проанализировав данные диаграммы, приведенной на рисунке 3, можно сказать, что в сетях высшего класса напряжения (ВН) сосредоточено 51,11% потерь, среднего класса напряжения (СН) – 17,77% потерь и в сетях низшего класса напряжения (НН) – 31,12% потерь.

Сопоставив рассмотренную выше структуру распределения потерь по видам потерь и данную структуру по классам номинального напряжения, можно сделать вывод, что потери, возникающие при передаче электроэнергии, составляют 54,22% потерь. Если принять во внимание, что сети потребителей электроэнергии – это сети 0,4 - 6(10) кВ, в этих сетях сосредоточены потери, возникающие при реализации электроэнергии (метрологические и коммерческие потери), то в данных сетях потери составляют 45,78%. Что говорит о наличии достаточно большого процента потерь в распределительных электрических сетях. Если в сетях высшего класса номинального напряжения возникший уровень потери в основном связан с процессом передачи электроэнергии и носит в основном технический характер, то в сетях 0,4 - 6(10) кВ процент потерь зависит в основном от исправности систем учета электроэнергии и возможных хищений электроэнергии. Выявленный процент потерь в сетях 0,4 - 6(10) кВ говорит о существовании достаточно серьезной проблемы, требующей решения. [23, 24, 25]

1.2 Проблема потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях

В настоящее время растет внимание к проблеме энергосбережения и повышения энергоэффективности. Но, наряду с этим, в распределительных электрических сетях наблюдается недопустимо высокий уровень потерь электроэнергии. При возрастающей напряжённости топливно-энергетического баланса страны, снижение потерь электроэнергии становится одним из главных аспектов энергосберегающей политики. [11, 28, 29]

Важнейшим количественным показателем технического состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации является величина потерь электроэнергии и тенденции её изменения. Успешное решение задачи поддержания их на оптимальном уровне – залог повышения энергоэффективности электрических сетей. Поэтому проблема исследования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях не только не утратила актуальности, но и стала одной из важных задач обеспечения финансовой стабильности сетевых распределительных компаний.

Если обратиться к определению распределительная электрическая сеть, то можно сказать, что это сети напряжением 0,4-110 кВ, предназначенные для распределения электрической энергии от источников питания (электрических станций и понижающих напряжение подстанций), по территории электроснабжаемого района и непосредственная ее подача к приемникам и потребителям. В современной электроэнергетике такую роль выполняют разветвленные электрические сети большого диапазона номинальных напряжений: сети до 1000 В – в пределах кварталов городов или некрупных поселков, цехов промышленных предприятий, производственных объектов сельского хозяйства, жилых и общественных зданий и т.п.; сети 6 и 10 кВ – в пределах микрорайонов городов, крупных поселков, промышленных предприятий, сельскохозяйственных районов, узлов железнодорожного транспорта; сети 35 и 110 кВ – на расстояния от единиц до нескольких десятков километров. [26]

Как уже отмечалось выше, проблема наличия потерь в сетях класса напряжения 35-110 кВ в основном имеет технический характер. А именно это потери связанные с расходом на собственные нужды ПС, нагрузочные, условно-постоянные и климатические потери. Т. е. это потери, избежать которых невозможно, они возникают непосредственно при передаче электроэнергии. Данные потери можно лишь снизить путем замены неисправного оборудования, автоматизации систем управления, оптимизации схем и режимов работы. [25]

Сети 0,4 - 6(10) кВ – это сети, от которых питаются потребители электрической энергии. В данных сетях так же имеются технические потери, но для данных сетей характерно наличие коммерческих и метрологических потерь. По данным АО «ДРСК» филиала «Амурские Электрические Сети» СП «Северные Электрические Сети» в Зейском РЭС за 2017 г. общий уровень потерь по фидерам 0,4 - 6(10) кВ составил 45 622 тыс. кВт*ч, из них технические потери 17 534 тыс. кВт*ч, а коммерческие и метрологические потери в сумме 28 088 тыс. кВт*ч. Отпуск в сеть за 2017 г. – 128 363 тыс. кВт*ч. Наличие технических потерь неизбежно, пути борьбы с данным видом потерь отмечались выше. 21,88% потерь от общего отпуска в сеть составили метрологические и коммерческие потери, с данным видом потерь нужно бороться, т. к. их можно избежать.

1.2.1 Проблема наличия коммерческих потерь электроэнергии

Одним из видов, так называемых коммерческих потерь электроэнергии, являются её хищения. Масштабы этого явления приобретают в последние годы катастрофический характер. [2]

В условиях рыночной экономики электроэнергия представляет собой товар, который можно не только продать или купить, но и украсть, скрыть излишек мощности, растратить или присвоить, и даже незаконно продать (например, абонент – субабоненту). Такие противоправные действия определяются одним обобщенным понятием – хищение.

Хищению электроэнергии способствует известная специфическая особенность данного товара, заключающаяся в том, что его производство, передача, распределение и приобретение (потребление) происходят одновременно. На всех указанных этапах данный товар нет возможности складировать (аккумулировать) и хранить. Завершающим этапом этого цикла является реализация электрической энергии ее потребителям, определяющая коммерческие (финансовые) результаты деятельности энергосбытовых компаний.

Электроэнергия универсальна и способна неограниченно делиться и превращаться практически во все другие виды энергии. Потребителями (покупателями) электроэнергии являются различные по режиму работы и характеру потребления электроприемники, имеющие неравномерный график нагрузок, создающие «пики» и «спады» потребления в системах электропитания. Диапазон мощностей электроприемников весьма широк от тысячных долей до тысяч киловатт и более в единице.

Многие электроприемники наряду с активной мощностью потребляют и реактивную мощность, причем у некоторых из них (например, у сварочных трансформаторов) доля потребления реактивной мощности превосходит долю потребления активной мощности. Это вызывает дополнительные потери электроэнергии и напряжения в сети, ухудшает пропускную способность электрических сетей, снижает производительность технологического оборудования, ухудшает качество продукции и, кроме того, требует значительных затрат на компенсацию реактивной мощности.

Из-за больших объемов передаваемой электроэнергии, значительного числа потребителей с различным характером нагрузок, наличия технических и коммерческих потерь электроэнергии и т. д. имеют место существенные различия в результатах ее измерения расчетными и контрольными приборами учета [2].

Производители и потребители электроэнергии могут участвовать в процессе ее купли-продажи только при предварительном соединении источников электроэнергии с электропринимающими устройствами. В связи с

этим между обеими сторонами заключается договор технологического присоединения к электрическим сетям, который определяет порядок взаимодействия сторон в части эксплуатации электроустановок, ведения учета потребляемой электроэнергии, обеспечения ее надлежащего качества на границе балансовой принадлежности и т. д.

Расчеты за потребление электроэнергии, а для абонентов, рассчитывающихся по двухставочному тарифу, и за потребляемую (заявленную к использованию) мощность, производятся в установленном порядке по договору энергоснабжения.

Указанные особенности процесса производства, передачи и сбыта электроэнергии, а также наличие протяженных разветвленных магистральных и распределительных электросетей сложной конфигурации создают благоприятные предпосылки для хищения электроэнергии. [15]

В электроустановках потребителей электрической энергии имеется целый ряд благоприятных предпосылок для ее хищения, в т. ч.:

- в целях обеспечения безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 1000 В ПУЭ предписывают установку вводных коммутационных и защитных аппаратов (автоматических выключателей и предохранителей) до схемы подключения приборов учета электроэнергии, что создает условия для подключения неучтенной нагрузки; [10]

- воздушные линии электропередачи (ВЛ) напряжением до 1000 В и вводы в здания в большинстве случаев выполнены из проводов без изоляции, имеют значительное количество ответвлений и спусков, что также создает условия для подключения нагрузки (как правило, бытовой и мелкомоторной) помимо учета;

- многие типы индукционных и некоторые типы электронных расчетных счетчиков обладают рядом конструктивных недостатков, в т. ч.:

- отсутствие стопорных приспособлений или реверсивных устройств в измерительном механизме счетчика;

- доступность его клеммных зажимов;

- высокая погрешность измерений;
- сравнительно узкий диапазон измерений по току нагрузки (для сравнения: у индукционных счетчиков этот диапазон составляет от 5 до 400 %, а у электронных счетчиков от 1 до 1000 %) и т. п [2].

1.2.2 Проблема наличия метрологических потерь электроэнергии и порядок их нахождения

Измерительный комплекс (ИК) представляет собой группу устройств, обеспечивающих измерение электроэнергии в одной точке учета, и в общем случае включает в себя ТТ, ТН, соединительные провода и счетчик. Поставщик электроэнергии имеет, как правило, сотни и тысячи ИК, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии из сети. Вся совокупность ИК на объекте представляет собой систему учета электроэнергии. [1, 6]

Абсолютные потери электроэнергии (тыс.кВт.ч), обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии ($\Delta W_{\text{погр.Б}}$), согласно [6], определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле:

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot W_1^2}, \quad (1)$$

где δ_i (δ_j) – погрешность измерительного канала принятой (отданной) активной электроэнергии по электрической сети, %;

W_i (W_j) – прием (отдача) электроэнергии, зафиксированные измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс.кВт.ч;

n – количество точек учета, фиксирующих прием электроэнергии, шт.;

m – количество точек учета, фиксирующих отдачу электроэнергии, в том числе крупным потребителям, шт.;

k_3 – количество точек учета трехфазных потребителей (за минусом, учтенных в "m"), шт.;

k_1 – количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в "m"), шт.;

W_3 – потребление электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в "m"), тыс.кВт.ч;

W_1 – потребление электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в "m"), тыс.кВт.ч.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для территориальных сетевых организаций в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{ос.Б}}}, \quad (2)$$

где $W_{\text{ос.Б}}$ – отпуск электроэнергии в сеть в целом по электрической сети за базовый период.

Относительные потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, для федеральных и магистральных сетевых компаний в базовом периоде равны:

$$\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} = \frac{W_{\text{погр.Б}} \cdot 100}{W_{\text{отп.Б}}}, \quad (3)$$

где $W_{\text{отп.Б}}$ – отпуск электроэнергии из сети в целом по электрической сети за базовый период.

Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле:

$$\delta = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{сч}}^2 + \delta_{\text{тТ}}^2 + \delta_{\text{тН}}^2 + \delta_{\text{л}}^2}, \quad (4)$$

где $\delta_{\text{сч}}$, $\delta_{\text{тТ}}$, $\delta_{\text{тН}}$ – основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{\text{л}}$ – предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, по уровням напряжения распределяются пропорционально отпуску в сеть по уровням напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

В случае если в базовом году технологические потери электроэнергии превышают фактические (отчетные) потери электроэнергии, то в регулируемом году потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, принимаются равными нулю [6].

При определении структуры потерь в сети невозможно ориентироваться на наличие таких данных для сотен и тысяч точек учета и приходится использовать усредненную оценку их возможных погрешностей. Изложенная выше методика такой оценки применима к объектам с большим числом точек учета, в меньшей степени к подстанциям и неприменима к конкретным точкам учета. [1]

При определении допустимых погрешностей ИК по формуле (4) относительные погрешности приборов обычно принимают равными классам их точности. Однако классы точности определяют предельные значения погрешностей лишь в зонах нагрузок, близких к номинальным параметрам приборов. Запись δ в виде среднеквадратического значения и знак \pm говорят о том, что определяется значение случайной погрешности, и что в реальных условиях имеет место существенная систематическая погрешность в сторону недоучета электроэнергии [5, 22].

Погрешность конкретного прибора не указывают в документации на прибор. Поэтому класс точности прибора 1,0 означает, что его погрешность не выходит за пределы $\pm 1,0$ %, но в какой точке диапазона она находится, неизвестно.

При изменении нагрузки погрешность прибора изменяется в соответствии с его нагрузочной характеристикой, которая для конкретного прибора также не указывается в документации. Особенно сильно нагрузочные характеристики сказываются на погрешности измерения с помощью ТТ токов, отличающихся от номинальных (что наблюдается в подавляющем числе случаев). Хотя нагрузочные характеристики определяются на заводе-изготовителе для каждого выпускаемого ТТ, их не приводят в паспортной документации. Вместе с тем общий вид нагрузочных характеристик известен из физических закономерностей, так как определяется магнитными свойствами металлов: при снижении тока токовая погрешность ТТ всегда уходит в минус, угловая погрешность ТТ всегда имеет нагрузочную характеристику обратного вида, а погрешность ТН всегда уходит в минус при увеличении нагрузки вторичной обмотки.

Изложенное относится к характеристикам погрешностей, обусловленных отличием тока и напряжения контролируемого присоединения от номинальных значений. Погрешности, возникающие в данном случае, называются *режимными погрешностями*. [5]

С увеличением срока службы приборов их характеристики ухудшаются. Известно, что с течением времени диск индукционного счетчика постепенно затормаживается вследствие износа подпятника и ухудшения смазки, что ведет к нарастающему недоучету энергии. Это подтверждается массовыми случаями, когда после замены бытовых счетчиков индукционного типа (прослуживших, как правило, не один десяток лет) на электронные, абоненты обнаруживали увеличение показаний потребления энергии при практически том же составе бытовых приборов. Что касается ТТ и ТН, то изготовители утверждают, что их погрешности не изменяются в процессе эксплуатации. Так как в природе не существует неизменяющихся величин, то можно говорить, что погрешности изменяются, но в неуловимой степени. Этот тип погрешности называется *временной погрешностью*. [5] Поэтому для ТТ и ТН можно говорить лишь о характеристиках, обусловленных режим-

ными параметрами. Для электрических счетчиков индукционного типа временные погрешности имеют большее значение, чем режимные.

Если говорить о погрешностях приборов учета, то интерес вызывает суммарный недоучет электроэнергии, обусловленный всеми эксплуатируемыми в сети приборами с учетом реальных режимов их работы. Замена старых приборов на новые не может быть осуществлена повсеместно в короткие сроки. Основная масса ТТ эксплуатируется при низких коэффициентах токовой загрузки, основная масса ТН – при высоких нагрузках вторичных цепей. Наиболее вероятные значения погрешностей приборов в таких режимах лежат в отрицательной области.

Подводя общий итог данного раздела, можно сказать, что уровень потерь в распределительных сетях напрямую зависит как от состояния системы учета электрической энергии, так и от состояния электрических сетей в целом. Поэтому, в следующем разделе будет подробно рассмотрен анализ технического состояния электрических сетей, систем учета и уровня потерь электроэнергии, на примере Зейского района Амурской области. С целью выявления очагов повышенного уровня потерь электрической энергии и принятия мер по его снижению.

2 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УРОВНЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В Г. ЗЕЯ И ЗЕЙСКОМ РАЙОНЕ

Информационную базу мер, направленных на своевременное и достоверное предоставление информации в полном объеме, составляют три вида контроля режимных и схемных параметров. Первый вид контроля параметров характерен для системообразующих сетей. Для этой цели используются устройства телемеханики с высокой частотой сбора данных. Вторым видом контроля – ежемесячный учет электроэнергии. Третьим видом контроля представляется собой результаты контрольных замеров. [25]

В распределительных сетях с уровнем напряжения 10–35 кВ основным видом контроля – третий. Очевидно, что его результатов недостаточно для расчета потерь электроэнергии, так как в этом случае невозможно охватить все вариации режимной ситуации рассматриваемой системы. Аналогично и для схемной ситуации. При этом только первый вид контроля обеспечивает прозрачность схемных параметров. Таким образом, только в системообразующих сетях информация имеется в полном объеме.

На территории Амурской области расположены электрические сети различных собственников с широким диапазоном уровней напряжений: сети 220–500 кВ – ПАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергетической Системы», 0,4–110 кВ – АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» и другие смежные территориальные сетевые организации.

Наиболее тяжелая обстановка, как уже отмечалось выше в разделе, сложилась в распределительных сетях напряжением 0,4 – 35 кВ, так как особенностью таких сетей является разомкнутый режим работы при минимальном числе радиальных линий электропередачи. В то же время в них преимущественно применяется технический учет с классом точности счетчиков 2–2,5. При этом в сельских районах зачастую отсутствуют приборы учета на головных участках подстанций.

Для того чтобы подробно показать проблему потерь в распределительных электрических сетях, проведем анализ сложившейся схемно – режимной ситуации, на примере участков распределительных сетей Зейского района. Рассмотрим, как организован учет электрической энергии на головных участках электрической сети. Покажем, какие сети являются наблюдаемыми, а какие нет. Тем самым составим полный структурный анализ технического состояния электрических сетей и сопоставим его с уровнем потерь ЭЭ на рассматриваемых участках сети.

2.1 Структурный анализ распределительных сетей г. Зeya и Зейского района

2.1.1 Распределительные сети г. Зeya

На территории г. Зeya расположено 7 ПС, из них: 2 ПС системообразующих сетей, собственником которых является ПАО «ФСК ЕЭС» – ПС «Светлая» 220/110/35/10 кВ и ПС «Энергия» 220/35/10/6 кВ; 5 ПС распределительных электрических сетей, собственник АО «ДРСК» – ПС «Мехзавод» 110/10 кВ; ПС «Исток» 35/10 кВ; ПС «Протока» 35/10 кВ; ПС «Базовая» 35/6 кВ и ПС «Речная» 35/10 кВ. Основные типы силовых трансформаторов, расположенных на ПС отображены в таблице 1.

Таблица 1 – типы силовых трансформаторов ПС

Наименование подстанции	Тип силового трансформатора
1	2
ПС «Энергия»	2хТДТН-40000/220; 2хТМН-10000/35
ПС «Светлая»	2хАТДЦТН-63000/220/110; 2хТДТН-20000/220
ПС «Мехзавод»	2хТРДН - 25000/110
ПС «Исток»	2хТМН - 6300/35
ПС «Протока»	2хТМН - 4000/35
ПС «Базовая»	2хТМН - 6300/35
ПС «Речная»	1хТМН – 10000/35

Распределительные сети 35 - 110 кВ выполнены воздушными линиями электропередачи. Структурный анализ ВЛ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Структурный анализ ВЛ 35 - 110 кВ

Наименование ВЛ	Уном, кВ	Марка провода – сечение; длина (км)	Конфигурация/число цепей
1	2	3	4
ПС «Светлая» – ПС «Мехзавод»	110	2хАС - 185/24; L=3,50	Радиальная/ двухцепная
ПС «Энергия» – ПС «Базовая»	35	2хАС - 185/24; L=1,05	Радиальная/ двухцепная
ПС «Базовая» – ПС «Речная»	35	АС - 70/11; L=1,00	Радиальная/ одноцепная
ПС «Светлая» – ПС «Протока»	35	2хАС - 185/24; L=5,58	Радиальная/ двухцепная
ПС «Светлая» – ПС «Протока» отпайка на ПС «Исток»	35	2хАС - 70/11; L=4,10	Радиальная/ двухцепная

Структурный анализ распределительных сетей 35-110 кВ показал, сети имеют разомкнутую резервируемую конфигурацию схемы сети. Большинство линий двухцепные, что говорит о возможности резервирования при возникновении аварийных ситуаций и ремонтах, без перерыва электроснабжения потребителей.

От подстанций 35-110 кВ электрическая энергия на пониженном напряжении 6-10 кВ распределяется по электрическим сетям до ТП 10/0,4 кВ и ТП 6/0,4 кВ. Всего по территории г. Зея расположено около 110-120 ТП. Электрические сети 6-10 кВ выполнены воздушными линиями электропередачи проводами марок АС - 50/8, либо АС - 35/6,2. Распределительные сети 6-10 кВ по своей конфигурации являются на части участков сети разомкнутыми резервируемыми радиально-магистральными как показано на рисунке 4, а так же, могут быть разомкнутыми нерезервируемыми магистральными – рисунок 5.

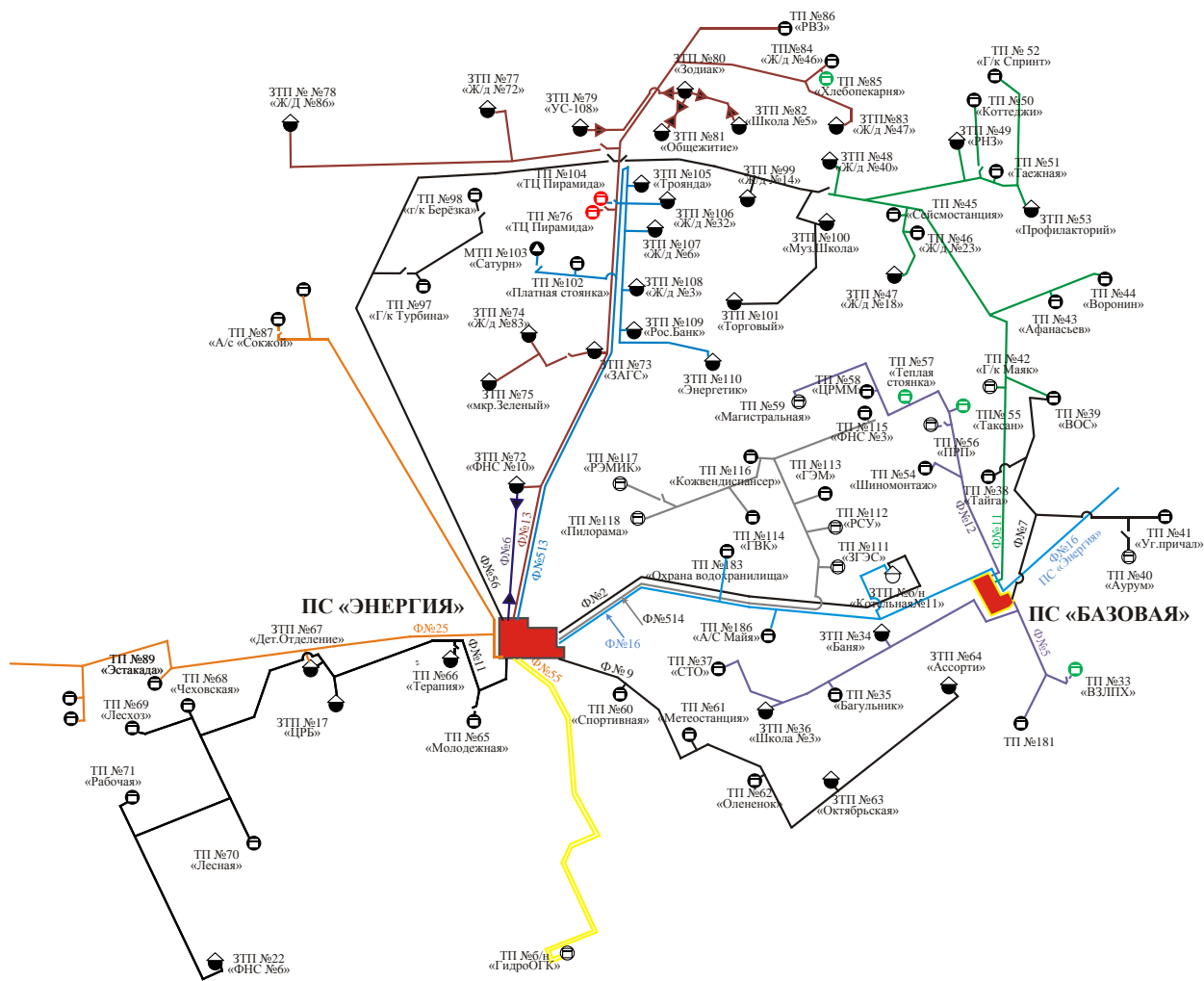


Рисунок 4 – разомкнутый резервируемый радиально-магистральный участок распределительной сети 6-10 кВ г. Зeya

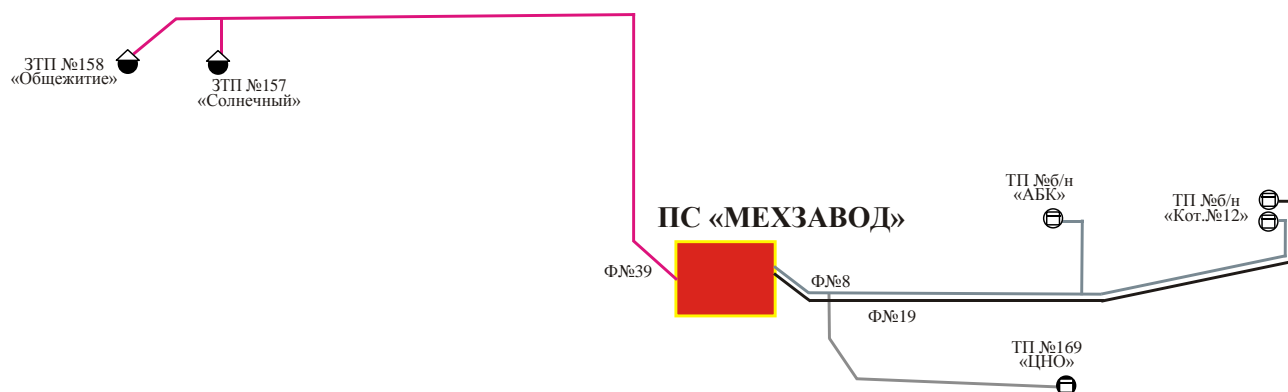


Рисунок 5 – разомкнутый нерезервируемый магистральный участок распределительной сети 6-10 кВ г. Зeya

Оценивая общую картину распределительных сетей 6-10 кВ, можно сказать, что сети выполнены с учетом резервирования, что позволяет говорить об их надежности. Наличие нерезервируемых сетей, обусловлено присутствием потребителей 3 категории по надежности. Все сети с потребителями 1 - 2 категории выполнены с соответствующими дополнительными источниками питания, с необходимым резервированием.

Низшим уровнем напряжения распределительных сетей, являются сети 220 - 380 В, получаемого при дополнительной трансформации электрической энергии на ТП - 10/0,4 кВ и ТП - 6/0,4 кВ. Данные сети низкого напряжения (НН), выполняются кабельным и воздушным способами, и предназначены для распределения и доставки электроэнергии отдельным предприятиям, городам, поселкам и более мелким населенным пунктам. Для сетей низкого напряжения характерно применение самонесущих изолированных проводов марки СИП 2х16, СИП 3х50, СИП 4х50, СИП 4х16 и др. марок, если электропередача выполнена в воздушном исполнении. Так же распространено применение кабелей различных марок, в основном при прокладке под землей и в помещениях. На рисунках 6, 7 представлены участки сети подключения потребителей электрической энергии г. Зeya.

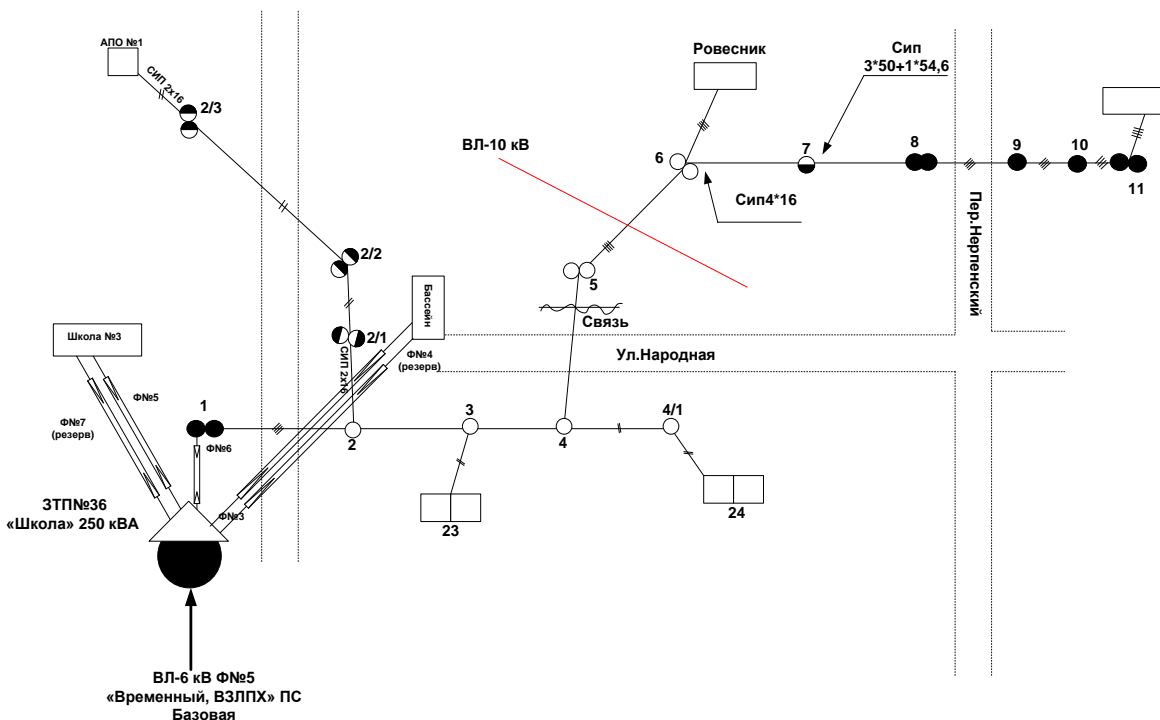


Рисунок 6 – участок распределительной сети 0,4 кВ г. Зeya

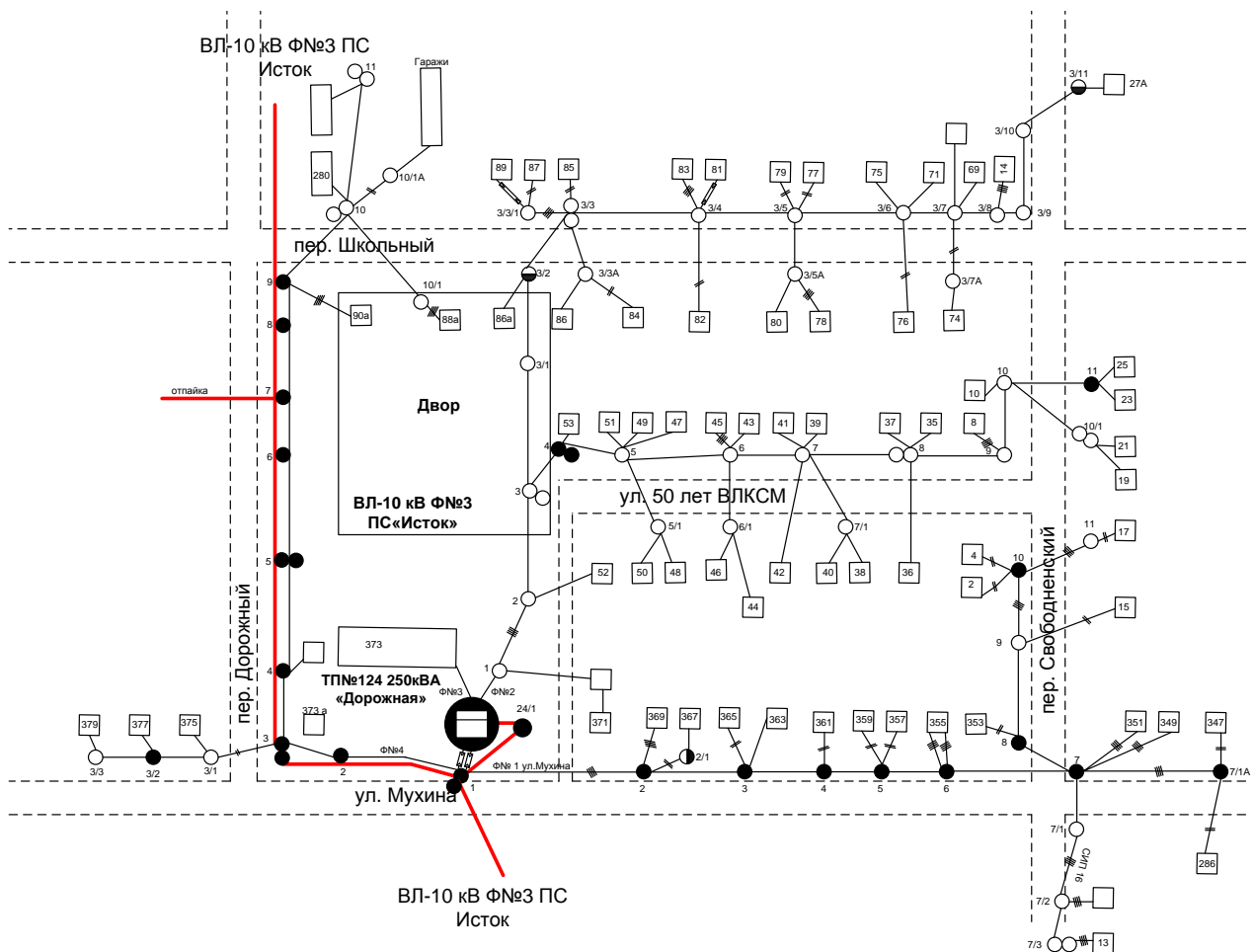


Рисунок 7 – участок распределительной сети 0,4 кВ г. Зeya

Распределительные сети низшего напряжения выполняются разомкнутыми. Резервирование с подводом электроэнергии по 2 вводам осуществляется у некоторых потребителей (юридических лиц), не допускающих перерыва в электроснабжении производства, и потребителей первой категории по надежности.

2.1.2 Распределительные сети Зейского района

Зейский район включает 5 сетевых участков (СУ): Зейский СУ, Чалбачинский СУ, Октябрьский СУ, Снежногорский СУ и Овсянковский СУ. Каждый СУ объединяет определенное количество деревень и сёл. Произведем анализ распределительных сетей сельской местности на примере Чалбачинского СУ. В Чалбачинский СУ входит 10 сёл: Николаевка, Березовка, Александровка, Алексеевка, Алгач, Чалбачи, Умлекан, Рублевка, Юбилейный и Поляковский. Центрами питания данных сёл являются три ПС: ПС

«Овсянка» 35/10 кВ, ПС «Чалбачи» 35/10 кВ и ПС «Юбилейная» 35/10 кВ. Основные типы силовых трансформаторов, расположенных на данных ПС отображены в таблице 3.

Таблица 3 – типы силовых трансформаторов ПС

Наименование подстанции	Тип силового трансформатора
1	2
ПС «Овсянка»	2хТМ - 4000/35
ПС «Чалбачи»	ТМ - 1600/35; ТМ - 1000/35
ПС «Юбилейная»	ТМ - 1000/35

Распределительные сети 35 кВ выполнены воздушными линиями электропередачи. Структурный анализ ВЛ приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Структурный анализ ВЛ 35 кВ

Наименование ВЛ	Уном, кВ	Марка провода – сечение; длина (км)	Конфигурация/количество цепей
1	2	3	4
ПС «Светлая» – ПС «Овсянка»	35	2хАС - 95/16; L=30,00	Радиальная/ двухцепная
ПС «Овсянка» – ПС «Чалбачи»	35	АС - 10/11; L=44,30	Радиальная/ одноцепная
ПС «Чалбачи» – ПС «Юбилейная»	35	АС - 70/11; L=35,40	Радиальная/ одноцепная

Структурный анализ распределительных сетей 35 кВ показал, сети имеют разомкнутую нерезервируемую конфигурацию сети. Большинство линий одноцепные, что говорит о невозможности резервирования при возникновении аварийных ситуаций и ремонтах, с необходимостью в перерыве электроснабжения потребителей.

Распределительные сети 10 кВ Чалбачинского СУ приведем на рисунке 8. Пример участка распределительной сети низшего напряжения 0,4 кВ с. Алгач изобразим на рисунке 9.

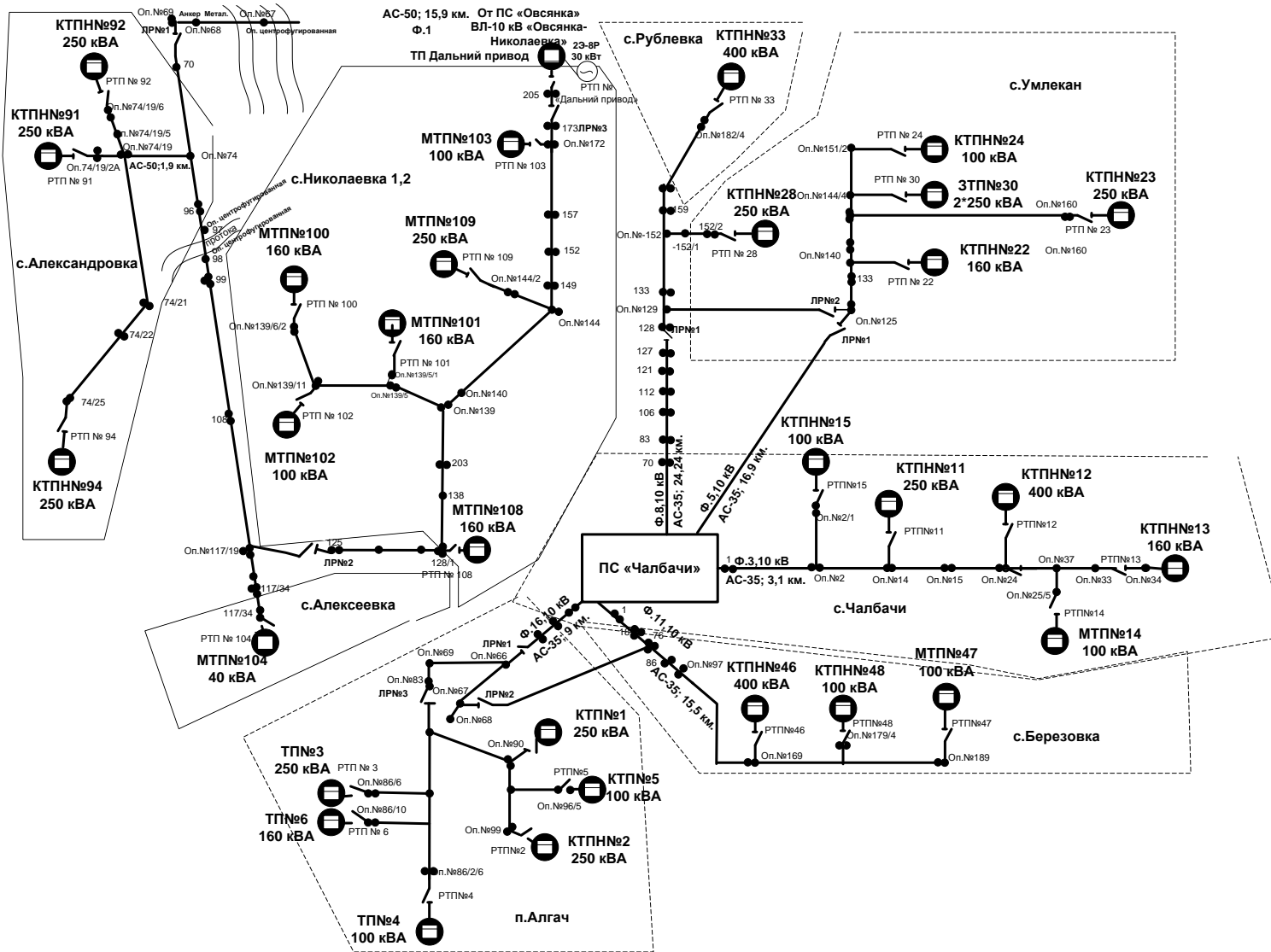


Рисунок 8 – Распределительные сети 10 кВ Чалбачинского СУ

Распределительные сети 10 кВ Чалбачинского СУ имеют разомкнутую нерезервируемую магистральную конфигурацию сетей. Отсутствие резервирования, говорит о сниженной степени надежности сетей, что характерно для сетей сельской местности, поскольку в данных сетях в основном присутствуют потребители 2 - 3 категории по надежности. Электрические сети 10 кВ выполнены воздушными линиями электропередачи проводами марок АС - 50/8.

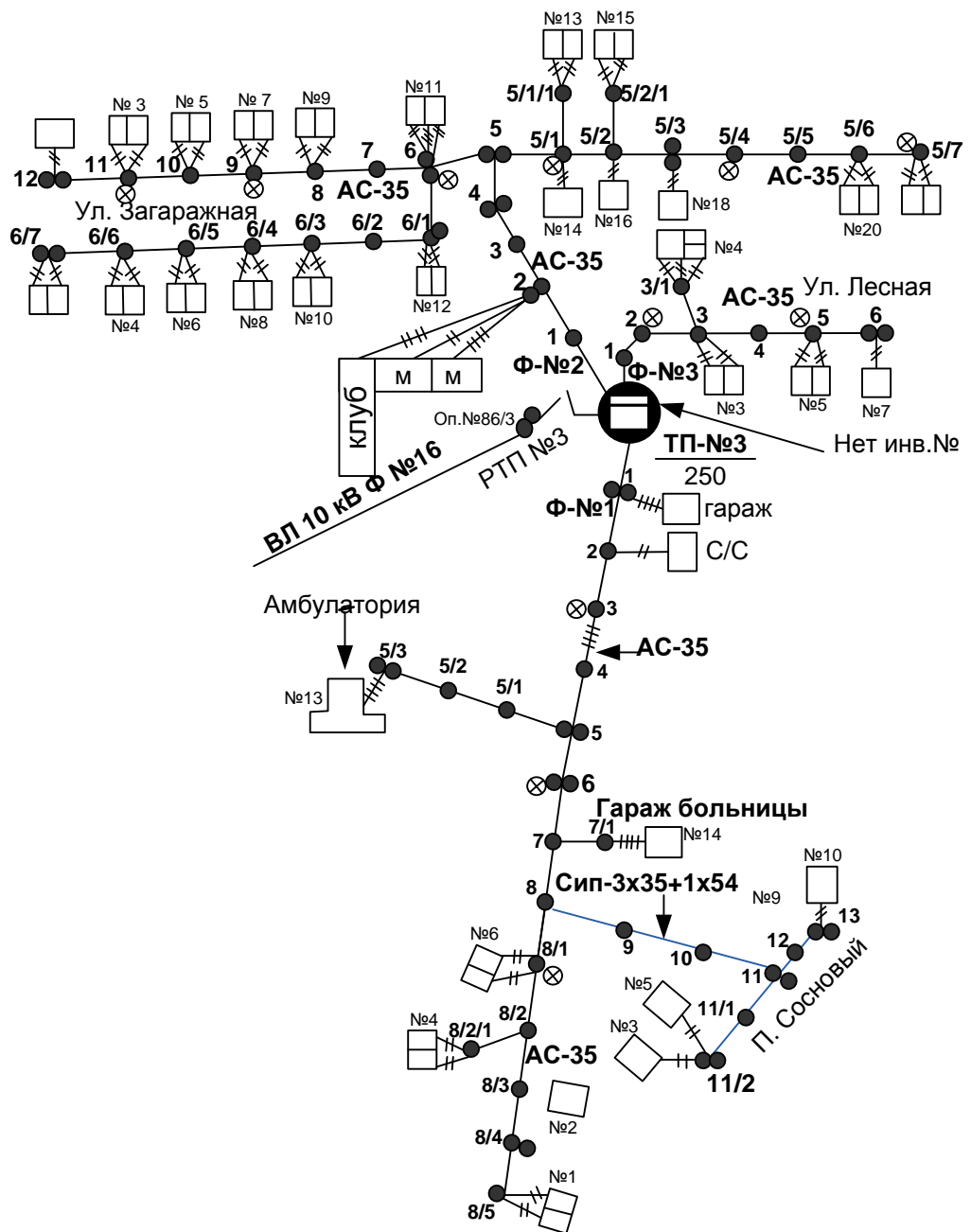


Рисунок 9 – Участок распределительной сети 0,4 кВ с. Алгач

Распределительные сети низшего напряжения, согласно рисунку 9, выполняются разомкнутыми нерезервируемыми. Линии электропередачи выполнены проводами марок АС - 35/6,2, либо СИП. Существенным недостатком многих сетей сельской местности является выполнение линий электропередачи воздушными, проводами с голой изоляцией. Поскольку при таком выполнении линий электропередачи, существует возможность подключения дополнительной нагрузки, с помощью наброса на голый (без изоляции) провод, без учета электроэнергии через основной ПУ. Тем самым возникает возможность хищения электроэнергии. Поэтому подходы к домам потребителей стараются в настоящее время выполнять проводами марок СИП, либо кабелями, тем самым возможность хищения электроэнергии снижается.

2.2 Анализ технического состояния учета электрической энергии в г. Зея и Зейском районе

2.2.1 Общие положения об учете электроэнергии

Согласно федеральному закону № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» учет электроэнергии подразумевает в себе измерение объёмов электроэнергии и значений электрической мощности, а также сбор и обработку данных измерений. На основании полученных результатов измерений происходит формирование данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии в соответствующих точках поставки.

Для учета электрической энергии используются приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений. Классы точности приборов учета определяются в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными для классификации средств измерений. [31, 42]

Оборудованием, входящим в состав системы учета электрической энергии является трансформатор тока, трансформатор напряжения и счетчик электроэнергии.

Трансформаторы напряжения (ТН) – устройства, предназначенные для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 В или $100/\sqrt{3}$ В, а так же для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Помимо этого, применение трансформаторов напряжения в электроустановках позволяет изолировать маломощные низковольтные измерительные приборы и устройства, что удешевляет стоимость и позволяет использовать более простое оборудование, а также обеспечивает безопасность обслуживания электроустановок. Трансформатор напряжения работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных цепей приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик. Измерительные трансформаторы должны удовлетворять требованиям ПУЭ. От точности их работы зависит правильность коммерческого учета электроэнергии, селективность действия устройств РЗ и противоаварийной автоматики, также они служат для синхронизации и питания автоматики релейной защиты ЛЭП от коротких замыканий. Типы ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2001, быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ, иметь действующие свидетельства о поверке [7].

Трансформаторы тока (ТТ) – устройства, предназначенные для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка включается последовательно, таким образом, сквозь нее протекает полный ток нагрузки. А вторичная – замыкается на нагрузку (защитные реле, расчетные счетчики и пр.), что позволяет создавать проходное по ней тока, величина которого пропорциональна величине тока первичной обмотки. Измерительные ТТ должны удовлетворять требованиям ПУЭ. Типы трансформаторов тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001, быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ, иметь действующие свидетельства о поверке [8].

Требования предъявляемые измерительным ТТ и ТН (согласно ПУЭ п. 1.5.16 – 1.5.26) [10]:

- Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0;

- Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%;

- Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить, как правило, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами;

- Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений. Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5 и не более 0,5% при питании от трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков. Потери напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков технического учета должны составлять не более 1,5% номинального напряжения;

- Для присоединения расчетных счетчиков на линиях электропередачи 110 кВ и выше допускается установка дополнительных трансформаторов тока (при отсутствии вторичных обмоток для присоединения счетчиков, для

обеспечения работы счетчика в требуемом классе точности, по условиям нагрузки на вторичные обмотки и т. п.);

- Для обходных выключателей 110 и 220 кВ со встроенными трансформаторами тока допускается снижение класса точности этих трансформаторов тока на одну ступень по отношению к указанному в первом пункте;

- Для питания цепей счетчиков могут применяться как однофазные, так и трехфазные трансформаторы напряжения, в том числе четырех- и пяти-стержневые, применяемые для контроля изоляции;

- Цепи учета следует выводить на самостоятельные сборки зажимов или секции в общем ряду зажимов. При отсутствии сборок с зажимами необходимо устанавливать испытательные блоки;

- Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные на стороне высшего напряжения предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей;

- При нескольких системах шин и присоединении каждого трансформатора напряжения только к своей системе шин должно быть предусмотрено устройство для переключения цепей счетчиков каждого присоединения на трансформаторы напряжения соответствующих систем шин;

- На подстанциях потребителей конструкция решеток и дверей камер, в которых установлены предохранители на стороне высшего напряжения трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, должна обеспечивать возможность их пломбирования. Рукоятки приводов разъединителей трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, должны иметь приспособления для их пломбирования [10].

Счетчик электрической энергии представляет собой прибор учета, позволяющий определять расход потребленной электроэнергии в определенной точке учета.

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 52320-

2005 ч. 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 ч. 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 ч. 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425–2005 «Статические счетчики реактивной энергии») [9].



Рисунок 10 –Типовой прибор учета электроэнергии

Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) сетевой организации и потребителя. В случае если расчетный прибор учета расположен не на границе балансовой принадлежности электрических сетей, объем принятой в электрические сети (отпущенной из электрических сетей) электрической энергии корректируется с учетом величины нормативных потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности электрических сетей до места установки прибора учета, если соглашением сторон не установлен иной порядок корректировки. [9, 11, 20]

Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться:

1) для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям;

2) для межсистемных линий электропередачи - по два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию; при наличии ответвлений от этих линий в другие энергосистемы - по два счетчика со стопорами, учитывающих полученную и отпущенную электроэнергию, на вводах в подстанции этих энергосистем;

3) на трансформаторах СН;

4) для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселок и т. п.), присоединенных к шинам СН;

5) для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, - два счетчика со стопорами.

Для линий до 10 кВ во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков [10, 23].

Требования к расчетным счетчикам:

- Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу энергоснабжающей организации. На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет.

- Учет активной и реактивной электроэнергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков [10].

2.2.2 Организация учета электрической энергии на ПС и у потребителей г. Зея и Зейского района

Перечень основного оборудования ИК по учету электроэнергии на ПС, представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Оборудование ИК по учету электроэнергии на ПС

Наименование ПС	Марка ТТ*	Марка ТН
ПС «Базовая»	ТОЛ-6; 6хТЛМ-6; ТОЛШ-6	2хНТМИ-6
ПС «Мехзавод»	2хТПЛ-10; 3хТЛШ-10	2хНОМ-10; 2хНАМИ-10
ПС «Исток»	11хТОЛ-СЭЩ-10	2хНАМИ-10
ПС «Протока»	5хТОЛ-10	2хНТМИ-10
ПС «Речная»	3хТПЛМ-10; ТПЛ-10	НТМИ-10
ПС «Овсянка»	9хТПЛ-10	2хНАМИ-10
ПС «Чалбачи»	2хТОЛ-10; 7хТПЛ-10	НАМИ-10; НТМИ-10
ПС «Юбилейная»	4хТПЛМ-10	НТМИ-10

*Возможные коэффициенты трансформации ТТ: 600/5; 400/5; 300/5; 200/5; 150/5; 100/5; 50/5.

На подстанциях установлены счетчики электрической энергии типа РИМ и СЕ 308 с возможностью автоматизированного съема показаний с помощью системы АИИС КУЭ. На ТП 10/0,4 и ТП 6/0,4 кВ так же установлены счетчики электрической энергии типа РИМ и СЕ 308, с высоким классом точности.

Что касается непосредственно потребителей электрической энергии, то у большинства из них установлены индукционные (электромеханические) счетчики электрической энергии с низким классом точности, без возможности автоматизированного съема показаний. Как известно, метрологические потери напрямую зависят от типов измерительных комплексов, их классов точности, способов установки. Счетчики электрической энергии с низким классом точности приводят к значительным метрологическим потерям в распределительной электрической сети. Если оценивать сети потребителей с точки зрения наблюдаемости, то можно сказать, что сети являются ненаблюдаемыми, поскольку лишены автоматического, достоверного съема показаний. Ежемесячно проводятся специалистами сетевых организаций рейды по снятию показаний, но, по большинству адресов нет съема показаний, при отсутствии возможности доступа к ПУ потребителя по различным причинам. Следовательно, ежемесячно отсутствует полная и достоверная картина по объему полезного отпуска в сеть, что влияет так же на рост потерь в распределительных сетях.

2.2.3 Анализ уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях г. Зея и Зейского района за 2015 – 2017 гг.

Фактические потери электроэнергии должны стремиться к технологическим потерям, а коммерческие и метрологические, следовательно, равняться нулю. [33, 40]

По мнению международных экспертов, потери электроэнергии в сетях не должны превышать 5% от отпуска электроэнергии в сеть. Однако если рассмотреть потери с точки зрения физики передачи электроэнергии, можно утверждать, что допустимый предел составляет до 10% и в этом случае, организацию совместной работы сетевых и сбытовых компаний можно признать эффективной. В то же время, допускается увеличение уровня потерь до 15 % от отпуска электроэнергии в сеть, полагая данную границу максимально допустимым пределом [5].

Для того, что бы оценить уровень фактических потерь электроэнергии в распределительных сетях г. Зея и Зейского района, к которым подключены энергопринимающие устройства потребителей, произведем анализ соотношения фактических потерь электроэнергии к объёму отпуска в сеть. Анализ данных согласно приложения А и Б. Рассмотрим уровень фактических потерь за 2015 – 2017 гг. в процентном соотношении к отпуску в сеть:

Таблица 6 – Анализ уровня фактических потерь за 2015 – 2017 гг.

Период	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч	Фактические потери, тыс. кВт*ч	Уровень потерь, %
2015 год	116868,026	31622,150	27,05%
2016 год	119716,973	35370,340	29,54%
2017 год	128363,230	45621,558	35,54%

Можно сделать вывод, что уровень фактических потерь за 2015 – 2017 гг. превышает максимально допустимый уровень 15%, и не находится в допустимом пределе. Необходима детальная характеристика составляющих фактических потерь, для выявления причин, очагов и видов потерь, а так же проведения различного рода мероприятий по снижению возникшего уровня потерь. [20]

Рассмотрим в процентном соотношении уровень технических и коммерческих (с содержанием метрологических) потерь электроэнергии за 2015 – 2017 гг., составляющих в сумме фактические потери электроэнергии. Данные по процентному составу потерь отобразим в таблице 7 и на рисунках 11 – 12.

Таблица 7 – Составляющие фактических потерь ЭЭ за 2015 – 2017 гг.

Период	Фактические потери, тыс. кВт*ч	Коммерческие потери		Технические потери	
		тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%
2015 год	31622,150	17652,056	55,82	13970,094	44,18
2016 год	35370,340	21004,878	59,39	14365,462	40,61
2017 год	45621,558	28088,027	61,57	17533,531	38,43

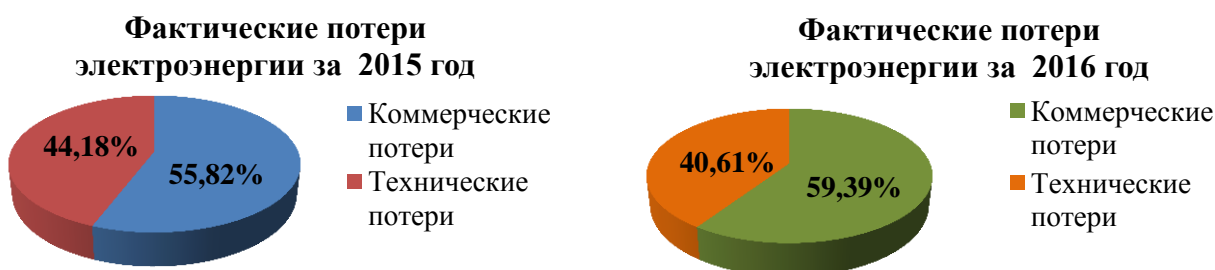


Рисунок 11 – Диаграммы распределения фактических потерь электроэнергии в процентном соотношении технической и коммерческой составляющих за 2015 – 2016 года



Рисунок 12 – Диаграмма распределения фактических потерь электроэнергии в процентном соотношении технической и коммерческой составляющих за 2017 год

Анализируя данные, приведенные в таблице 7 и на рисунках 11 – 12, можно сказать, что технические потери за 2015 – 2017 гг. находятся в приблизительно равных значениях и являются технически объяснимыми, поскольку наличие технических потерь неизбежно в электрических сетях. Но, наличие роста коммерческой составляющей потерь электроэнергии, которая включает в себя и потери, связанные с погрешностями ПУ и хищениями ЭЭ, является серьезной проблемой распределительных сетей. С 2015 по 2017 гг. наблюдается непрерывный рост коммерческих потерь электроэнергии. Если коммерческая составляющая потерь электроэнергии напрямую зависит от хищений электроэнергии (бездоговорного и безучетного потребления), то метрологическая составляющая имеет иную зависимость.

Как уже отмечалось выше, уровень метрологических потерь электроэнергии напрямую зависит от типов измерительных комплексов, их классов точности, способов установки. Для того чтобы снизить метрологические потери электроэнергии в распределительной сети, необходимо заменить счетчики с более низким классом точности, на счетчики с более высоким. Как известно, счетчиками электрической энергии с низким классом точности являются индукционные (электромеханические) счетчики, а с более высоким классом точности - электронные счетчики. У большинства бытовых потребителей установлены индукционные счетчики. Но только классом точности приборов поставленную задачу не решишь, необходима автоматизация снятия показаний счетчиков и их обработка. Такую задачу решают системы АИИС КУЭ.

Далее в разделе будет рассмотрена замена существующих счетчиков на интеллектуальные многофункциональные счетчики электрической энергии типа РиМ и «Энергомера», оснащенные интерфейсами связи для работы в системе АИИС КУЭ. [32]

3 ОРГАНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ Г. ЗЕЯ И ЗЕЙСКОГО РАЙОНА

Фактические (отчетные) потери в экономическом плане являются строго детерминированной величиной, жестко связанной с денежными средствами, полученными за проданную энергию. Несмотря на то, что потерянный рубль остается потерянном независимо от того, по какой причине и где он потерян, для того, чтобы принять наиболее эффективные меры по снижению потерь электроэнергии, необходимо знать, где и по каким причинам они происходят.

В связи с этим основной задачей расчета и анализа потерь является определение их структуры, выявление конкретных очагов потерь и оценка возможностей их снижения до экономически оправданных значений. Одним из методов такой диагностики потерь является анализ небалансов электроэнергии на объектах (подстанции, ПЭС, РЭС, АО-энерго) [1, 4].

Свойство баланса – это физическое свойство любых процессов в природе. Количество электроэнергии, поступившей на объект, всегда равно сумме электроэнергии, ушедшей с объекта и израсходованной внутри него. Небалансы же являются следствием неточной фиксации приборами составляющих баланса, а также наличием расхода, который вообще не фиксируется приборами: технических потерь на объекте, значение которых определяют расчетным путем, и коммерческих потерь, которые объясняются не характеристиками объекта, а воздействием внешних сил.

Когда говорят о допустимых небалансах, имеют в виду возможные погрешности измерительных комплексов и оценивают, насколько фактический небаланс можно объяснить этими причинами. При этом возникает вопрос о критерии допустимости. Известно, что в настоящее время приборы учета работают в ненормативных условиях, что приводит к увеличенным погрешно-

стям, причем, как правило, возникает систематическая погрешность в сторону недоучета электроэнергии. Небаланс в пределах этих погрешностей допустим в том смысле, что он может быть объяснен характеристиками приборов и нет оснований говорить о наличии коммерческих потерь, но он недопустим в том смысле, что с такими приборами работать нельзя. Слово «допустимый» при этом получает неоднозначную трактовку. Поэтому целесообразно использовать два термина, объединяемых общим названием «допустимые небалансы»: технически объяснимый небаланс и нормативный небаланс. Первый определяется возможными погрешностями приборов в реальных условиях их работы, второй – при приведении их параметров в норму.

Важным аспектом правильного определения допустимых небалансов является учет технических потерь на объекте. Они определяются расчетным путем с присущими любому расчетному методу погрешностями [4]. При определении допустимых небалансов эту часть расхода необходимо учитывать как показание виртуального счетчика с классом точности, соответствующим погрешности метода расчета потерь. При этом по аналогии с различной трактовкой допустимости погрешностей приборов при расчете технически объяснимого небаланса следует учитывать погрешность используемого метода расчета технических потерь, а при расчете нормативного небаланса – погрешность метода, установленного для данного объекта в качестве нормативного.

Допустимые коммерческие потери включаются в нормативный небаланс, но не являются частью технически объяснимого небаланса, так как коммерческие потери к технике отношения не имеют. Вместе с тем при оценке допустимого небаланса на реальном объекте технически объяснимый небаланс может суммироваться с согласованными допустимыми коммерческими потерями. Это уже третий вид допустимого небаланса, который является допустимым в смысле, что контролирующий орган считает такой небаланс допустимым.

Если в какой-либо точке сети наблюдается превышение фактического небаланса над допустимым, то эта точка является очагом повышенных метрологических потерь. Необходимо принимать меры по их устранению. [1, 4]

В общем виде алгоритм определения метрологических потерь рассмотрен в 1 разделе. При составлении небалансов вначале исследуется динамика реализации электрической энергии с разделением ее на отпуск электроэнергии в сеть и отпуск потребителям, выделяются метрологические (коммерческие) составляющие потерь и технические потери от отпуска и потребления электроэнергии, проводится их анализ, по результатам которого принимаются решения о целесообразности их снижения.

На основе сказанного, рассмотрим динамику изменения небалансов электрической энергии за 2015 – 2016 гг. и 2016 – 2017 гг. в распределительных сетях Зейского района. Выявим очаги наличия фактического небаланса, и рассмотрим возможные способы приведения данного небаланса к допустимому.

3.1 Анализ небалансов электрической энергии распределительных электрических сетей г. Зея и Зейского района

3.1.1 Анализ небалансов электроэнергии до модернизации

Для дальнейшего анализа небалансов и потерь электроэнергии рассмотрим распределительные сети 0,4 – 10 кВ г. Зея и Зейского района. Полный перечень изменения небалансов электроэнергии за 2015 – 2016 гг. и 2016 – 2017 гг. по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» приведён в приложениях А и Б. Для рассмотрения и дальнейшего анализа будут приняты фидера с повышением уровня коммерческих потерь за рассматриваемые года. Данные по отпуску в сеть, полезному отпуску и повышенным уровнем коммерческих потерь электроэнергии в 2015 – 2016 гг. и 2016 – 2017 гг. сведём в таблицы 8 и 9. Уровень изменения коммерческих потерь по рассматриваемым фидерам отобразим на диаграмме, приведенной на рисунке 13.

Таблица 8 – Показатели баланса ЭЭ по присоединениям с повышенным уровнем коммерческих потерь за 2015 – 2016 гг.

ПС	№ присоединения	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч			Полезный отпуск, тыс. кВт*ч			Коммерческие потери, тыс. кВт*ч			Технические потери, тыс. кВт*ч			Общие потери, тыс. кВт*ч		
		2015	2016	Дин-ка	2015	2016	Дин-ка	2015	2016	Дин-ка	2015	2016	Дин-ка	2015	2016	Дин-ка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС Светлая	ф №10 РТС-2	1539	1952	413	1867	1 752	-116	-328	148	476	0	52	52	-328	200	529
ПС Энергия	ф №9 Временный	3630	3957	327	2342	2 415	73	863	1099	236	425	444	19	1288	1542	254
ПС Энергия	ф №11 10кВ ФНС	4363	5078	715	4141	4 212	71	-391	126	516	613	741	128	222	867	644
ПС Исток	ф №16	1068	1238	170	1064	1 107	43	-302	-85	217	306	216	-90	3	131	127
ПС Исток	ф №15 Уткинский	4912	5198	286	3722	3 034	-688	577	1488	911	613	676	64	1190	2164	974
ПС Исток	ф №3 Мухинский	13404	14155	751	7083	7 108	26	4326	4999	673	1995	2048	53	6321	7047	726
ПС Исток	ф № 1	829	964	135	507	389	-118	175	494	319	146	80	-66	322	575	253
ПС Речная	ф №5 Мухинский	6816	7464	648	6562	5 803	-759	-559	728	1286	812	933	121	254	1661	1407
ПС Речная	ф №8+ХН Сбыт	2629	2597	-32	2480	2 352	-128	-34	76	109	182	169	-13	149	245	96
Итого:		39189	42602	3413	29768	28171	-1597	4328	9071	4743	5093	5360	268	9421	14431	5010

Таблица 9 – Показатели баланса ЭЭ по присоединениям с повышенным уровнем коммерческих потерь за 2016 – 2017 гг.

ПС	№ присоединения	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч			Полезный отпуск, тыс. кВт*ч			Коммерческие потери, тыс. кВт*ч			Технические потери, тыс. кВт*ч			Общие потери, тыс. кВт*ч		
		2016	2017	Дин-ка	2016	2017	Дин-ка	2016	2017	Дин-ка	2016	2017	Дин-ка	2016	2017	Дин-ка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС Светлая	ф №19 Орбита1	67	447	379	57	104	47	0	327	328	11	15	4	10	342	332
ПС Светлая	ф №26 Сосновый б.	2555	2881	326	1385	1 427	42	789	987	198	381	467	86	1169	1454	284
ПС Энергия	ф №11 10кВ ФНС	5078	4999	-79	4212	3 846	-366	126	460	334	741	693	-48	867	1153	286
ПС Овсянка	ф №11 Амуро-Балт.	1775	1508	-268	1692	1 217	-475	-353	37	390	436	254	-182	83	290	207
ПС Овсянка	ф №12 ТХН	169	349	180	317	290	-27	-202	-11	191	53	70	17	-148	59	207

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС Исток	ф№15Уткинский	5198	6622	1425	3034	3 155	121	1488	2248	760	676	1219	543	2164	3467	1303
ПС Исток	ф№3Мухинский	14155	15400	1245	7108	6 964	-144	4999	6083	1084	2048	2353	305	7047	8436	1389
ПС Исток	ф №1	964	1081	118	389	314	-75	494	673	179	80	94	14	575	767	192
ПС Речная	ф№5Мухинский	7464	11786	4323	5803	5 441	-362	728	3542	2815	933	2803	1870	1661	6345	4684
ПС Протока	ф №25	716	1845	1129	582	566	-16	-8	651	659	142	628	486	134	1278	1145
Октябрьская	ф №4	4902	4791	-110	2405	2 203	-202	1265	1417	152	1232	1171	-61	2497	2588	91
Итого:		43042	51709	8667	26984	25528	-1456	9325	16414	7089	6733	9767	3033	16058	26180	10122



Рисунок 13 – Диаграмма изменения уровня коммерческих потерь электроэнергии по фидерам с повышенным уровнем потерь за 2015 – 2017 гг.

Рассмотрим как получены данные, приведенные в приложениях А и Б, а так же в таблицах 8 и 9. Отпуск в сеть по фидеру находится путём снятия показаний со счетчика, установленного на ПС, от которой отходит данный фидер и умножением этого показания на соответствующий коэффициент трансформации трансформатора тока. Данные о полезном отпуске по фидерам предоставляет отделение энергосбытовой компании. А полезный отпуск, в свою очередь, складывается из показаний ПУ, полученных, либо снятых у потребителей электроэнергии, питаемых от соответствующего фидера. Общие потери электроэнергии – это разность между отпуском в сеть и полезным отпуском. В идеальном случае, потери должны равняться нулю, т.е. отпуск в сеть должен равняться полезному отпуску. Но реальная картина потерь далека от идеала. Если полезный отпуск превышает отпуск в сеть, то это значит, что потребители передают показания больше, чем в реале. Техническая часть от общих потерь электроэнергии рассчитывается персоналом сетевой организации, исходя из данных о загрузке трансформаторов, потерях в линиях и других видов возможных технических потерь. Коммерческие потери – это разность между общими и техническими потерями, т. е. это та часть потерь, которая имеет вероятностный характер.

Как уже отмечалось выше в коммерческие потери так же входят и потери, связанные с погрешностями работы приборов учета электроэнергии (метрологические потери). Оценивая данные приведенные в таблицах 8 и 9, можно сказать, что уровень коммерческой составляющей потерь увеличивается значительно. Сравнивая данные таблиц 8 и 9, можно выделить присоединения, по которым наблюдается увеличение уровня коммерческих потерь ежегодно. Это присоединения 10 кВ: фидер №11 ПС «Энергия»; фидера №1,3 и 15 ПС «Исток»; фидер №5 ПС «Речная». Оценивая процентные соотношения, можно сказать, что уровень фактических потерь по рассматриваемым фидерам составляет за 2015 год – 24% от отпуска в сеть 39189 тыс. кВт*ч, из них 13% приходится на технические потери и 11% на коммерческие. За 2016 год уровень фактических потерь равен 34% от отпуска в сеть 42602 тыс.

кВт*ч, из них 13% приходится на технические потери и 21% на коммерческие. За 2017 год фактические потери составили 51% от отпуска в сеть 51709 тыс. кВт*ч, из них 19% приходится на технические потери и 32% на коммерческие. К рассмотрению были приняты лишь часть присоединений ЗРЭС, и как можно анализировать, уровень коммерческой составляющей потерь электроэнергии увеличивается значительно за рассматриваемый период. [28]

Причин увеличения коммерческой составляющей потерь значительное множество, многие раскрывались выше в разделах. Своё внимание хотелось бы акцентировать именно на причине потерь, связанной с погрешностями приборов учета. Анализ данных за 2015 – 2017 гг. в основном подлежали показатели полезного отпуска, снятые персоналом «ручным способом». Человеческий фактор имеет многое при снятии показаний. Ошибка в запятой в показаниях, ведет к перевыставлению или недовыставлению потребленной электроэнергии. Сам потребитель передаёт неверные показания, с целью меньшей оплаты. Неисправность ПУ, которую может выявить только персонал сетевой организации. Но, не всегда есть возможность попасть на какой-либо адрес, выявить причину поломки и снять верные показания. Погрешности ПУ. Всё это и многое другое ведёт к увеличению уровня потерь электроэнергии.

Автоматизация – является верным шагом к изменению картины, как с уровнем потерь электроэнергии, так и других областей нашей жизни. Автоматизированный учет электроэнергии является эффективным способом уменьшения уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. [29, 40]

В соответствии с [11 – 13] в целях снижения потерь электроэнергии была проведена модернизация существующих систем учета электроэнергии путем замены на автоматизированные интеллектуальные приборы учета (типа РиМ и «Энергомера») у части потребителей электроэнергии. Модернизация производилась в первую очередь там, где уровень коммерческой составляющей потерь электроэнергии значителен.

Основные виды устанавливаемых интеллектуальных приборов учета, их преимущества и недостатки, оценка и возможные способы снятия показаний с помощью системы АИИС КУЭ будут рассмотрены далее в 4 разделе.

3.1.2 Анализ небалансов электроэнергии после модернизации

Данные изменения небалансов электроэнергии за 2017 – 2018 гг. после проведения частичной модернизации по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» приведены в приложении В.

Для рассмотрения примем присоединения, по которым в 2015, 2016 и 2017 гг. наблюдался значительный уровень повышения коммерческой составляющей потерь, а так же фидера, по которым уровень коммерческих потерь снизился значительно. В таблице 10 покажем балансы электроэнергии и сравнительный анализ потерь электроэнергии по данным 2017-2018 года до и после проведения программы по частичной установке автоматизированного учета электроэнергии. Диаграмму изменения показателей баланса ЭЭ отобразим на рисунке 14. [20]

Таблица 10 – Показатели баланса ЭЭ по присоединениям до и после модернизации за 2017 – 2018 гг.

ПС	№ присоединения	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч			Полезный отпуск, тыс. кВт*ч			Коммерческие потери, тыс. кВт*ч			Технические потери, тыс. кВт*ч			Общие потери, тыс. кВт*ч		
		2017	2018	Дин-ка	2017	2018	Дин-ка	2017	2018	Дин-ка	2017	2018	Дин-ка	2017	2018	Дин-ка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС Светлая	ф №19 Орбита1	447	757	310	104	612	507	327	118	-209	15	27	12	342	145	-197
ПС Светлая	ф №26 Сосновый б.	2881	2434	-447	1427	1587	160	987	508	-479	467	339	-128	1454	847	-607
ПС Энергия	ф №9 Временный	4016	3812	-205	2530	2369	-161	983	984	1	503	458	-45	1487	1442	-44
ПС Энергия	ф №11 10кВ ФНС	4999	5012	13	3 846	3863	17	460	416	-44	693	733	40	1153	1149	-4
ПС Энергия	ф №16 "Заречка"	2311	2005	-306	1240	1291	51	779	477	-302	292	237	-55	1071	713	-358
ПС Энергия	ф №513 Светлый1.	5004	4431	-573	4030	3882	-148	690	310	-380	284	239	-45	974	549	-425
ПС Овсянка	ф №1 Алекс+Никол	1048	942	-107	692	664	-27	244	172	-72	113	106	-7	357	277	-79
ПС Овсянка	ф №6 Овсянка	4156	4022	-134	3347	3363	16	380	251	-129	429	408	-21	809	659	-150
ПС Овсянка	ф №9 Овсянка	2400	2190	-210	2228	2103	-125	-61	-117	-56	233	204	-29	172	87	-85
ПС Овсянка	ф №11 Амуро-Балт.	1508	713	-795	1217	668	-549	37	-35	-72	254	80	-173	290	45	-245
ПС Овсянка	ф №12 ТХН	349	345	-4	290	286	-4	-11	-13	-2	70	72	2	59	60	0
ПС Чалбачи	ф №3 Чалбачи	801	737	-65	722	688	-34	18	-8	-25	61	56	-5	79	48	-31
ПС Чалбачи	ф №5 Умлекан	572	520	-52	380	344	-36	141	130	-12	50	46	-4	192	176	-16
ПС Чалбачи	ф №8 Рублевка	255	228	-27	205	192	-14	25	14	-12	24	23	-1	50	36	-13
ПС Чалбачи	ф №11 Березовка	252	190	-62	152	159	7	64	-2	-66	36	34	-2	100	32	-68
ПС Бомнак	ф №4 КТП 1,4 (ХН)	457	430	-27	289	329	40	81	22	-60	86	79	-7	168	101	-67
ПС Бомнак	ф №10 КТП-2,3	784	676	-107	547	546	-1	79	13	-66	158	117	-41	237	130	-107
ПС Исток	ф №16	1282	0	-1282	1027	1137	110	20	-1137	-1157	235	0	-235	255	-1137	-1392
ПС Исток	ф №15 Уткинский	6622	6259	-363	3155	3679	524	2248	984	-1264	1219	1596	377	3467	2580	-887
ПС Исток	ф №14	3467	949	-2518	2618	2518	-100	474	-1703	-2177	374	133	-241	848	-1569	-2418
ПС Исток	ф № 3 Мухинский	15400	9615	-5785	6964	7586	622	6083	481	-5602	2353	1548	-805	8436	2029	-6407

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПС Исток	ф № 1	1081	0	-1081	314	381	67	673	-381	-1055	94	0	-94	767	-381	-1149
ПС Базовая	ф №12	1069	937	-132	626	622	-4	402	277	-125	41	38	-2	443	315	-128
ПС Базовая	ф №11	3289	3375	86	2784	2926	142	335	292	-43	170	157	-13	506	450	-56
ПС Речная	ф №7 Уткинский	11611	9062	-2548	5654	6124	471	4058	1918	-2141	1899	1020	-878	5957	2938	-3019
ПС Протока	ф №6 СХТ	533	578	45	252	416	164	255	136	-119	26	26	0	281	162	-119
Октябрьская	ф №4	4791	4271	-521	2203	2137	-66	1417	1172	-245	1171	961	-210	2588	2134	-455
Итого:		81385	64489	-16896	48844	50472	1628	21191	5278	-15912	11350	8739	-2611	32541	14017	-18524

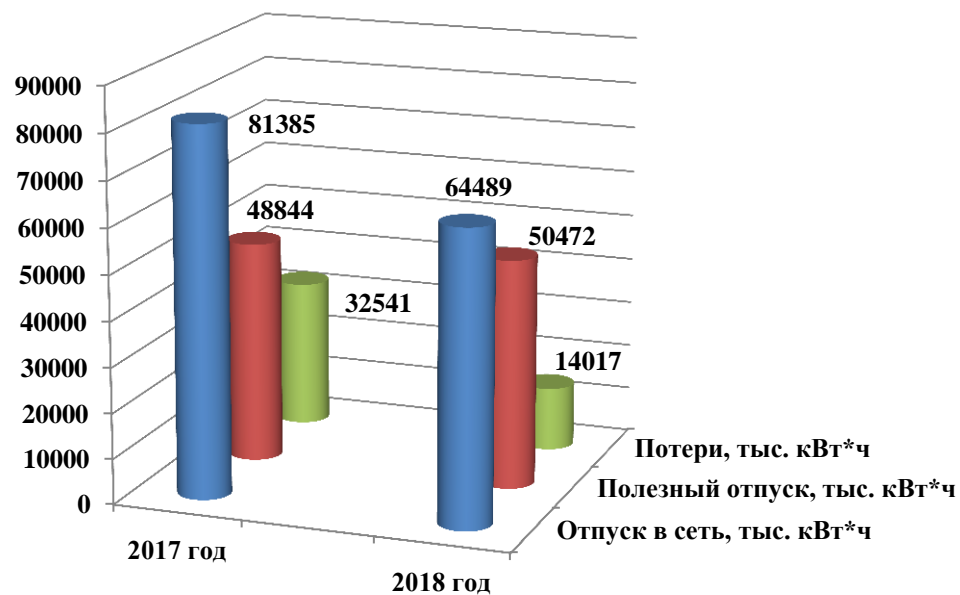


Рисунок 14 – Диаграмма изменения показателей баланса электроэнергии за 2017 – 2018 гг.

Таблица 11 – Сравнительный анализ изменения отпуска в сеть, полезного отпуска и потерь электроэнергии за 2017-2018 гг.

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	Разница	
			тыс. кВт*ч	%
1	2	3	4	5
Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч	81385	64489	-16896	-20,76
Полезный отпуск, тыс. кВт*ч	48844	50472	1628	3,22
Фактические потери электроэнергии: в тыс. кВт*ч	32541	14017	-18524	
в % от отпуска в сеть	39,98	21,73	-18,25	

Таблица 12 – Составляющие фактических потерь ЭЭ за 2017 – 2018 гг.

Период	Коммерческие потери, тыс. кВт*ч	Технические потери, тыс. кВт*ч
1	2	3
2017 год	21191	11350
2018 год	5278	8739
Разница:	-15912	-2611
в %	-75,08	-23,00

Таблица 13 – Количество автоматизированных пунктов учета электроэнергии (ПУ) в 2018 г.

Тип абонента	Всего ПУ, шт	Автоматизировано ПУ	
		шт.	%
1	2	3	4
Физические лица	9694	2844	29,33%
Юридические лица	1338	218	16,29%
Итого:	11032	3062	27,75%

Как видно из анализа таблицы 13, благодаря рассмотрению способа автоматизации ПУ, как одного из возможных методов снижения уровня потерь в распределительных электрических сетях, модернизации подлежало 27,75 % ПУ от общего количества. Результатом частичной модернизации, согласно данных таблиц 10 – 12, стало: 1) увеличение полезного отпуска на 1 628 тыс. кВт*ч или 3,22 %; 2) снижение фактических потерь электроэнергии на 18 524 тыс. кВт*ч или на 18,25 %; 3) уменьшение уровня технической составляющей потерь электроэнергии на 2 611 тыс. кВт*ч или на 23,00 %; 4)

снижение уровня коммерческой составляющей потерь электроэнергии на 15 912 тыс. кВт*ч или на 75,08 %.

Модернизация позволила снизить потери электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4 – 10 кВ г. Зея и Зейского района. За счет замены индукционных счетчиков электроэнергии на интеллектуальные ПУ типа РиМ и «Энергомера», с возможностью автоматизированного съема показаний, уменьшилась не только метрологическая составляющая потерь электроэнергии, но и коммерческая составляющая в целом. Поскольку интеллектуальные ПУ имеют ряд функциональных особенностей, не позволяющих иметь возможность хищения электроэнергии. Основные функции счетчиков типа РиМ позволяют решать проблему организации умного учета электроэнергии на первом этапе. Среди них для поставленной задачи выделены следующие функции [19]:

- сохранение в энергонезависимой памяти измерительной информации по всем измеренным параметрам;
- защита информации – пароли доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- дистанционная синхронизация встроенных часов реального времени тарификатора счетчика и корректировка тарифного расписания;
- индикация измеренных параметров на жидкокристаллическом дисплее при отключенном питании;
- автоматическое отключение абонента от сети по превышению установленного порога мощности;
- дистанционное управление отключением/подключением абонента;
- электронное ведение журналов;
- контроль показателей качества электрической энергии по отклонениям частоты и напряжения согласно ГОСТ 32144-2013;
- обмен данными: по интерфейсу RF, PLC и RS-485; по оптическому порту;

- высокая устойчивость к механическим, климатическим, и электромагнитным воздействиям.

Оценивая общую картину изменения уровня фактических потерь электроэнергии, согласно данным, приведенных в приложениях А, Б и В, можно сказать, что потери электроэнергии уменьшились значительно после проведения модернизации по фидерам ЗРЭС. Диаграмму изменения уровня фактических потерь электроэнергии в распределительной сети ЗРЭС отобразим на рисунке 15.



Рисунок 15 – Диаграмма изменения уровня потерь электроэнергии за 2015 – 2018 гг. с учетом всех фидеров ЗРЭС

Согласно данным диаграммы, приведенной на рисунке 15, можно сказать, что уровень фактических потерь уменьшился на 15 965 тыс. кВт*ч или на 35%.

В следующем разделе рассмотрим основные типы интеллектуальных ПУ, которые в целях модернизации можно применить к установке. Так же рассмотрим принцип построения системы АИИС КУЭ и ее разновидности. Покажем возможный экономический эффект в результате проведения модернизации.

4 СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРИМЕРЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ Г. ЗЕЯ И ЗЕЙСКОГО РАЙОНА

Одним из основных направлений для минимизации коммерческих потерь электроэнергии, как выяснилось выше в разделе, стало совершенствование процесса учета электроэнергии. Максимальный эффект в этом направлении возможен только при кардинальном повышении точности сбора данных и исключении человеческого фактора. Это достигается путем внедрения автоматизированного учета при помощи системы АИИС КУЭ. [33, 41, 43]

Основной причиной, почему сетевые организации стремятся автоматизировать систему учета электроэнергии, является большая составляющая коммерческих потерь в распределительных электрических сетях. В небольших городах мало производств и соответственно большая часть потерь приходится на сети для бытовых потребителей напряжением 10 – 0,4 кВ. Поскольку тарифы на электроэнергию растут, как минимум раз в полгода, а также развитие техники и электроники не стоит на месте, у бытовых потребителей появляется более мощное оборудование, а соответственно и большой расход потребленной электроэнергии. Учитывая тот фактор, что в бытовом секторе имеются большие задержки при оплате счетов, а также высокий уровень хищения электроэнергии, существует необходимость автоматизировать процесс учета потребленных энергоресурсов, используя систему АИИС КУЭ. [14,15]

4.1 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

АИИС КУЭ представляют собой комплексное слияние аппаратной и программной части в единый комплекс, предназначенный для автоматизации системы коммерческого учета электроэнергии. Данный комплекс способен дистанционно собирать информацию по точкам учета, хранить собранные

данные в разрезе от 1 дня до нескольких лет, передавать обработанные данные в единые центры обработки и хранения данных. [43]

Основные функции систем АИИС КУЭ:

1. увеличение точности планирования энергопотребления;
2. контроль соблюдения необходимых параметров электроэнергии: токов, частоты, напряжений, $\cos\varphi$;
3. решение проблемы небаланса электроэнергии;
4. сбор данных потребления электроэнергии по каждой точке подключения на заданных интервалах времени;
5. хранение собранной информации в базе данных определенный интервал времени;
6. возможность многотарифного учета электроэнергии;
7. визуализация собранной информации и предоставление печатных отчетных форм;
8. автоматическое формирование отчетной документации;
9. защита данных от несанкционированного вмешательства;
10. управление нагрузкой, предотвращение перегрузок [16].

Если структуру имеющихся автоматизированных информационно-измерительных комплексов обобщить, то получаем деление на:

- нижний уровень, который представляет собой измерительный комплекс;
- средний уровень, который представляет информационный комплекс;
- верхний уровень – вычислительный комплекс.

Схема функционирования системы АИИС КУЭ представлена на рисунке 16.

Принимая во внимание то, что для снижения уровня потерь в распределительных сетях г. Зея и Зейского района рассматривается способ замены существующих ПУ на интеллектуальные с возможностью автоматизированного съема показаний, то нижним уровнем системы АИИС КУЭ будут непосредственно являться устанавливаемые ПУ.

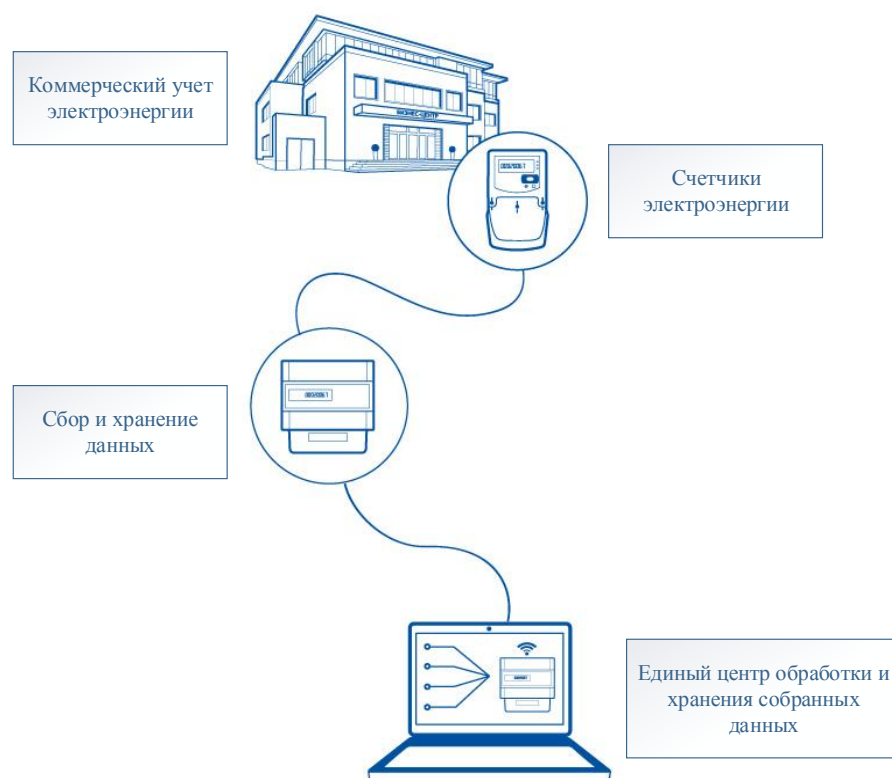


Рисунок 16 – схема функционирования системы АИИС КУЭ

На нижнем уровне системы располагаются ТТ и ТН, вторичные цепи и электронные счетчики электроэнергии. Данный вид счетчиков, как уже отмечалось выше в разделах, является более точным, чем индукционные и позволяет использовать несколько ступеней тарифов, является малогабаритным, а также имеет более долгий межповерочный интервал. Поэтому в системах АИИС КУЭ используется именно электронный вид электросчетчиков. Внутри таких приборов учета устанавливают микроконтроллер, который содержит часы реального времени в заданном часовом поясе, 48 ячеек памяти на сутки для усреднения потребленной мощности по тарифным зонам, а также цепями измерения и внешним интерфейсом. [43]

На данный момент существует техническая проблема соединения приборов учета электроэнергии с центром сбора и обработки данных. Самым надежным является использование интерфейса RS-485 (Recommended Standard 485), который является наиболее распространенным в промышленной автоматизации. Он имеет большую длину линии связи до 1200м, высо-

кую скорость передачи, а также двусторонний обмен данными по одной витой паре проводов. Есть возможность увеличить расстояние передачи еще на 1200 м, используя конвертер RS-485, который является полным повторителем. В основе данного интерфейса используется дифференциальный способ передачи полученного сигнала, то есть напряжение в данном случае будет измеряться как разность потенциала между двумя передающимися линиями 1 и 2:

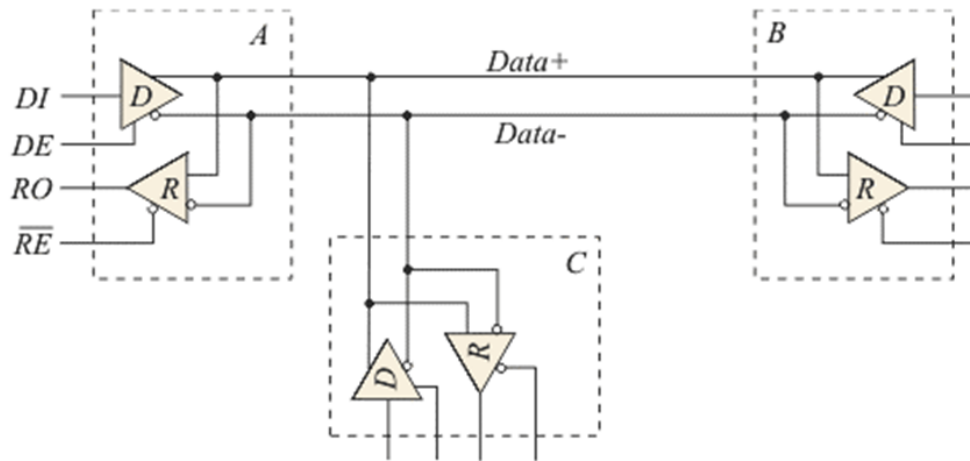


Рисунок 17 – Соединение трех устройств с интерфейсом RS-485

Счётчики на шине с интерфейсом RS-485 имеют адресацию от 0 до 255, но 0 и 255 является служебными адресами, то есть на 1 физический порт ре можно подключить 253 измерительных устройства [17].

Шина, к которой подключены счетчики электроэнергии, при помощи канала связи подводится к вводно распределительному устройству (ВРУ), в котором устанавливают устройства сбора и хранения данных, представляющие из себя программируемые логические контроллеры (ПЛК). Распространен и вариант установки счетчиков и контроллеров в вводных распределительных устройствах, то есть в щитах учета. Данные, собранные и обработанные на ПЛК, отправляются на трансформаторную подстанцию.

На трансформаторных подстанциях в шкаф учёта устанавливают устройства приема и передачи данных, которые называются маршрутизаторы. Данные устройства предназначены для:

1. конфигурирования каналов связи, обеспечивающие интеграцию настроек;
2. согласования протоколов и обеспечения обмена данными счетчиков электрической энергии;
3. опрос устройств, установленных на точках учета;
4. хранение журналов работы устройств;
5. передача данных на верхний уровень системы АИИС КУЭ.

Маршрутизаторы по каналам связи GSM/GPRS или Ethernet передают собранные данные на средний уровень системы АИИИС КУЭ, который представляет собой информационный комплекс, а точнее сервер базы данных.

Сервер базы данных – объект, предоставляющий сервис другим объектам (клиентам) по их запросам. В данном случае сервер баз данных обеспечивает сбор, обработку и хранение данных, полученных с УСПД. Сервер работает на основе СУБД MSSQL или Oracle. Сервер сбора данных осуществляет долговременное хранение всех принятых информационных пакетов, а также передачу всех собранных данных на верхний уровень. Он имеет серверную операционную систему Windows Server 2008 и выше, установленное промежуточное программное обеспечение для работы с системой управления базами данных Oracle, Access, а также систему анализа и управления реляционными базами данных Microsoft SQL Server 2008 и выше.

Для коммуникации устройств сбора данных и серверами верхнего уровня может использоваться: оптоволоконная связь, кабельная связь, радио связь, интернет, Ethernet или GSM.

Верхний уровень структуры АИИС КУЭ представляет собой совокупность мощного сервера баз данных, со специализированным программным обеспечением, осуществляющий:

- сбор информации с УСПД;
- обработку полученной информации по всем точкам учета;
- анализ полученной информации для принятия оперативно-диспетчерского решения [17].

Также на верхнем уровне АИИС КУЭ необходимыми являются такие компоненты как: средства гарантированного бесперебойного электропитания, серверы WEB-приложений, необходимое количество АРМ пользователей. Данный уровень можно обозначить как центр сбора и обработки данных, выполняющий следующие функции:

1. получение серверов АИИС КУЭ информации от УСПД;
2. длительное хранение собранных данных в БД;
3. безопасность и конфиденциальность собранных данных;
4. безопасность и конфиденциальность программного обеспечения;
5. защита от несанкционированного внешнего воздействия;
6. резервное копирование данных с базы сервера на внешние носители информации в целях обеспечения безопасности работы;
7. автоматизированное формирование отчетных форм необходимых документов;
8. предоставление персоналу регламентированного доступа ко всем необходимым данным.

Сетевой персонал, за счет установленной системы АИИС КУЭ, непосредственно с рабочего места в кабинете, с помощью ПК произведет съем показаний опросом серверов баз данных, установленных на ТП.

Системы автоматизированного учета имеют широкое распространение. В СП «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» применены две системы АИИС КУЭ – это система компаний АО «Энергомера» и ЗАО «Радио и Микроэлектроника». В компании АО «Энергомера» есть четыре разновидности автоматизированных систем: «АИИС КУЭ энергоснабжающих организаций», «АИИС КУЭ промышленных предприятий», «АИИС КУЭ коммунального потребителя» и «народное АИИС КУЭ». Рассмотрим в качестве примера одну из существующих систем АИИС КУЭ, систему «РМС 2150 в коммунальном и частном секторе потребителей». Поставщиком данной системы является ЗАО «Радио и Микроэлектроника».

4.1.1 Система «РМС 2150 в коммунальном и частном секторе потребителей»

Процесс передачи данных в системе РМС 2150 имеет определенные особенности, связанные с ограниченной зоной распространения сигнала от МКС до приборов учета. Устройства, входящие в систему могут иметь интерфейс обмена по силовой сети (далее – PLC), интерфейс обмена по радиоканалу (далее – RF), или комбинацию этих интерфейсов (далее – RFPLC). Для увеличения зоны распространения сигнала используется ретрансляция данных. [18, 41]

Поскольку в Зейском районе во многих деревнях и селах отсутствует сотовая связь, то сигнал от ПУ до МКС будет передаваться с помощью интерфейса обмена по радиоканалу. А непосредственно в г. Зея с помощью использования интерфейса по силовой сети.

Ретранслятором может быть назначено любое устройство в RFPLC сети имеющее двунаправленный интерфейс по силовой сети и\или радиоканал. Он предназначен для передачи запросов от маршрутизатора каналов связи МКС (УСПД) до устройства, до которого связь напрямую плохая либо отсутствует. Все ретрансляторы одного уровня объединяются в *узел ретрансляции*, который может применяться в других маршрутах. Узел ретрансляции может вмещать в себя от 1 до 4 ретрансляторов.

Маршрутом в системе РМС 2150 называется цепочка из списков RFPLC-устройств, по которым передается запрос, до нужного устройства, от МКС. Каждое звено этой цепочки – это один уровень ретрансляции (уровни нумеруются с нуля, начиная с первого устройства от МКС). Соединяются звенья через узлы ретрансляции. Пример составления маршрутов и узлов ретрансляции представлен на рисунке 18.

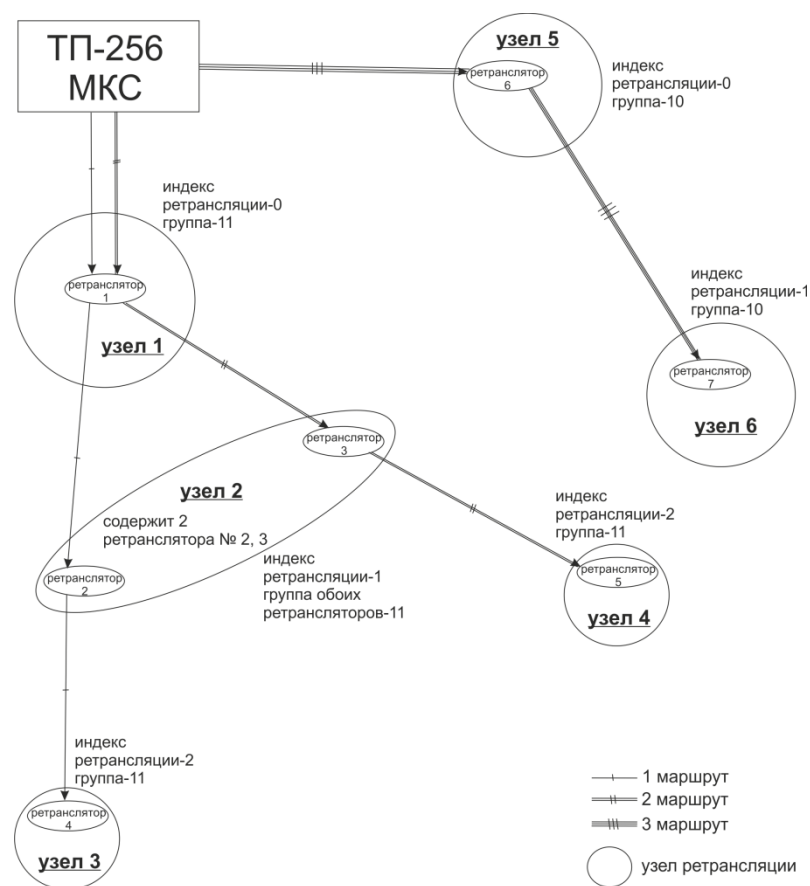


Рисунок 18 – Пример составления маршрутов и узлов ретрансляции

Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150, на примере п. Александровка Зейского района, представлено в приложении Г. Рассмотрим принцип построения маршрутов и уровней ретрансляции, приведенных в приложении Г. МКС находится на ТП-91. МКС с помощью уровней ретрансляции получает необходимые данные о ПУ, если напрямую отсутствует связь с прибором учета. Каждый уровень ретрансляции имеет определённый цвет. МКС имеет 0-ой уровень ретрансляции, маршруты ретрансляции отображены красным цветом, 1-й уровень и маршруты ретрансляции отображены оранжевым цветом и так далее в палитре цветов радуги. На первом графическом изображении приложения Г показан маршрут до 1-го узла ретрансляции. На втором графическом изображении показаны маршруты 1-го уровня ретрансляции, исходящих из 1-го узла ретрансляции. На третьем графическом изображении приложения Г показан маршрут второго уровня ретрансляции через 1-й и 2-й узлы ретрансляции. На четвертом графическом изображении показаны 3-й, 4-

й и 5-й уровни ретрансляции. На пятом графическом изображении показана общая картина маршрутов ретрансляции. Подводя итог всего сказанного, можно сказать, что для получения запроса от МКС, если нет возможности напрямую получить информацию о ПУ, то через узлы ретрансляции уровней ретрансляции данная информация доставляется до МКС.

Все RFPLC-устройства, выходящие от производителя, имеют предварительно запрограммированный сетевой адрес: *адрес* – это первая и вторая (последние) цифры заводского номера, *группа* – третья и четвертая цифры. Например, устройство с заводским номером 12345 будет иметь группу 23 и адрес 45. Сетевой адрес RFPLC-устройства лежит в диапазоне: группа – 0..255, адрес – 1..255. Нулевой адрес в системе зарезервирован для МКС.

Терминал мобильный РиМ 099.01 (далее – ТМ) является многофункциональным сервисным устройством системы автоматизированного сбора показаний и предназначен для сбора данных от счетчиков электрической энергии производства типов СОЭБ, СТЭБ и РиМ по радиоканалу, силовой сети (PLC) либо по последовательным интерфейсам RS-232, RS-485, а также программирования счетчиков.

Поопорная схема является основным документом, на основании которого производится конфигурирование сети. В приложении Г изображена именно поопорная схема сети.

Для проведения конфигурирования сети необходимо иметь:

- Поопорные схемы ЛЭП для массивов индивидуальной застройки или однолинейные схемы зданий для многоквартирных домов;
- Журналы установки приборов учета с привязкой типа и номера прибора учета к адресу абонента;
- Установленные на ТП МКС с SIM-картами местного оператора сотовой связи;
- Установленную на едином сервере АСКУЭ (далее – сервер) ОС «Windows 2000» или более позднюю, СУБД «ORACLE v.10» или более позднюю, программный пакет «РМС 2150» или более позднюю версию;

- Подключенный к серверу GSM/GPRS модем, с оплаченной SIM-картой местного оператора сотовой связи, с установленной услугой «передача данных по голосовому каналу».

Основные принципы построения маршрутов для сетей PLC:

1. Передача сигнала в PLC сетях происходит по проводам ЛЭП, при этом воздушные ЛЭП, выполненные неизолированным проводом, имеют индуктивный характер сопротивления линии, а ЛЭП, выполненные СИП, и кабелем – емкостной характер сопротивления линии. Индуктивная составляющая вызывает ослабление сигнала в каждой точке подключения нагрузки, емкостная составляющая вызывает снижение сигнала на выходе передатчика. Очень большое влияние на прохождение сигнала оказывают соединения проводов (скрутки), которые, во-первых, ослабляют сигнал из-за конечного сопротивления скрутки, а, во-вторых, могут вызвать нелинейные преобразования сигнала, в том числе появление гармоник сигнала. Большое влияние на дальность передачи сигнала имеет уровень шумов в линии в рабочем диапазоне частот. [18, 41]

2. Передача сигнала по силовой сети возможна только между устройствами, имеющими гальваническую связь, то есть для однофазных устройств – только для устройств, подключенных к одной фазе. Связь между устройствами, подключенными к разным фазам, имеет место при наличии общего участка нулевого провода у этих устройств.

3. Устройства с интерфейсом PLC не рекомендуется использовать на воздушных ЛЭП, выполненных неизолированным проводом, из-за большого затухания сигнала вдоль линии, а также на разветвлениях линии и скрутках.

4. Устройства с интерфейсом PLC рекомендуется использовать для сбора данных с многоквартирных домов.

5. При построении системы сбора данных в многоквартирных домах с размещением МКС на трансформаторной подстанции (ТП) следует предусматривать в ВРУ дома трехфазный ретранслятор типа РМ 015.02 для ком-

пенсации затухания сигнала в питающем фидере, если длина питающего фидера превышает 150 м.

6. В один маршрут следует включать устройства, находящиеся в одном подъезде и подключенные к одной фазе.

7. В случае отсутствия устройств на одной из фаз на нижних этажах и недостаточном уровне сигнала при опросе первого устройства этой фазы, следует построить маршрут до этого этажа по другой фазе и далее использовать ретрансляцию с фазы на фазу на этом этаже.

8. Не следует размещать ретрансляторы излишне часто, так как скорость опроса при этом уменьшится.

9. Рекомендуется ретрансляцию выполнять в виде узлов, состоящих из двух устройств, для обеспечения резервирования системы при отказе одного из ретрансляторов.[18]

Основные принципы построения маршрутов для сетей RFPLC:

1. Передача сигнала в RFPLC осуществляется одновременно как по силовым проводам, так и по радиоканалу, в связи с чем ограничения связи по PLC существенно снижаются:

- Уменьшается влияние скруток и разветвлений;
- Снимается требование принадлежности устройств одного маршрута к одной фазе сети;
- Возможна «поперечная» ретрансляция с соседних улиц;
- Увеличивается интервал между ретрансляторами при размещении радиомодемов на опорах ЛЭП.

2. При использовании сети RFPLC появляется опасность пересечения локальных сетей, в связи с чем возможны сбои из-за наличия в разных сетях устройств с одинаковыми адресами. Для исключения этого явления необходима сегментация локальных сетей, принадлежащих разным ТП.

3. Конфигурация RFPLC сети строится на основе поопорной схемы ЛЭП и журнала установки приборов учета. Рекомендуется на поопорную

схему нанести номера приборов учета вблизи опор, на которых они установлены.

4. RFPLC сети следует, в соответствии с топологией ЛЭП, разбить на маршруты, в которых необходима ретрансляция. Устройства одного маршрута должны иметь одну и ту же группу. Маршрутом может быть фидер, улица, или группа счетчиков, запитанных от разных фидеров, между которыми необходима ретрансляция по радиоканалу.

5. Маршруты в RFPLC сети следует строить по каждому фидеру, назначая ретрансляторы через примерно равные участки ЛЭП (через 5 пролетов при выполнении ЛЭП неизолированным проводом и через 8-10 пролетов при выполнении ЛЭП СИПом). На разветвлениях фидера также рекомендуется назначать ретрансляторы. При древовидной структуре фидера рекомендуется строить маршрут для каждой ветви, используя устройства, находящиеся в общей части фидера, в разных маршрутах. Если таких маршрутов набирается более 4-х, следует в общей части фидера чередовать устройства для ретрансляции разных маршрутов.

6. Не рекомендуется использовать уровни ретрансляции более 4 вследствие замедления работы системы.

7. Рекомендуется ретрансляцию выполнять в виде узлов, состоящих из двух устройств, для обеспечения резервирования системы при отказе одного из ретрансляторов. [18]

Сегментом локальной сети является участок RFPLC сети, ограниченный маршрутизатором, концентраторами, ДДМ (датчик мощности) и т.п., относящихся к одной ТП. Разбиение сети на сегменты осуществляется с целью предотвращения сбоев в снятии показаний, повышения скорости и достоверности снятия показаний, повышения безопасности сети в целом.

В приложении Г приведён один сегмент сети, относящийся к ТП-91.

Сегментация локальных сетей возможна 3 способами:

- Разделение в адресном пространстве;
- Разделение по радиоканалам;

- Разделение по времени работы МКС.

Для разделения в адресном пространстве необходимо присвоить МКС уникальные сетевые адреса. Установка сетевого адреса МКС производится с помощью программы «Настройка» пакета «РМС2150» по сотовой связи или с помощью МТ РиМ 099.01 и программы «Настройка» по радиоканалу RF1. В последнем случае установка адреса возможна в непосредственной близости от точки размещения МКС (не далее 10 м). Обязательно необходимо присваивать уникальный адрес МКС в пределах группы МКС, имеющих общие зоны радиовидимости. Сетевой адрес МКС располагается в адресном пространстве нулевой группы и не должен повторяться в адресах других устройств. [41]

При разделении по радио каналам границы (крайние ДДМ) сегментов (ТП) должны находиться друг от друга на расстоянии не менее 300м., если у них одинаковый радиоканал (рисунок 19). Следует разделять по радиоканалам соседние ТП, если границы (крайние ДДМ) находятся друг от друга на расстоянии менее чем 300м.

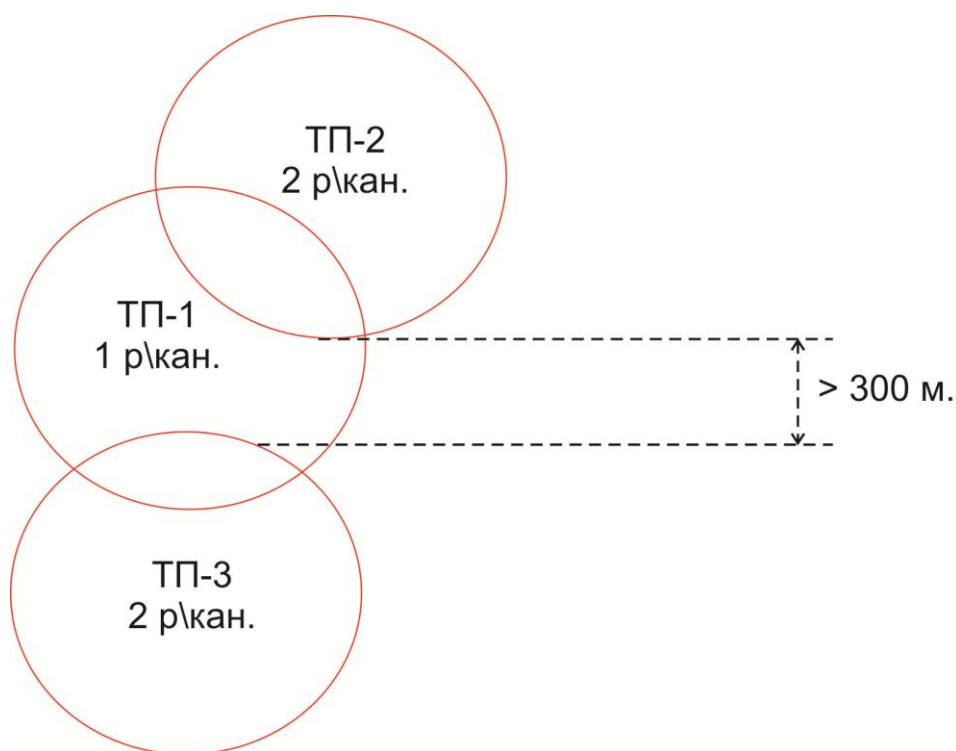


Рисунок 19 – Сегментация радиосети (условие разделения по р\каналам)

Разделение локальных сетей по времени работы необходимо системе, когда 2 и более МКС работают недалеко друг от друга в одно и тоже время, и могут мешать работе друг друга.

Технические средства, используемые в системе РМС 2150:

- Однофазные счетчики - РиМ 112.01, РиМ 532.02, РиМ 181.0х, РиМ 289.0х, РиМ 129.0х, РиМ 189.0х, РиМ 189.1х с интерфейсами для передачи данных по RF-радиоканалу и PLC-интерфейсу;

- Трёхфазные счетчики РиМ 489.0х, РиМ 489.1х, РиМ 489.2х, с передачей данных по радиоканалу-RF и PLC-интерфейсом, GSM;

- Маршрутизатор каналов связи МКС РиМ 099.02, МКС РиМ 099.03;

- GSM-модем;

- Сервер с ПО.

Структурная схема системы РМС 2150 представлена на рисунке 20.

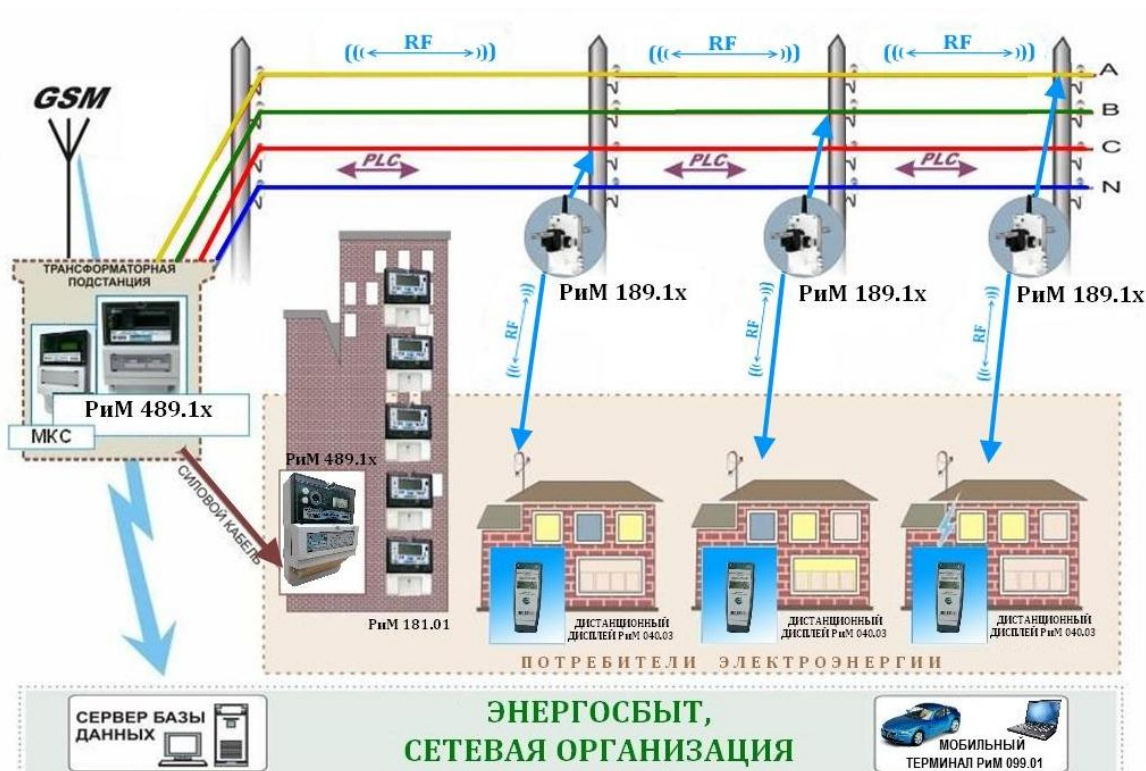


Рисунок 20 – Структурная схема системы РМС 2150

В основу построения системы заложены принципы позволяющие организовать:

- Автоматизированное или дистанционное снятие показаний со счетчиков и проверки их технического состояния;

- Возможность постепенного наращивания точек учета без ограничения их количества;

- Учет всей потребленной ЭЭ независимо от методов ее хищения;
- Хранение параметров учета в базе данных;
- Контроль за соблюдением лимитов энергопотребления;
- Ведение системного времени с возможностью его корректировки;
- Контроль качества электроэнергии;
- Оперативное обнаружение различных методов хищения ЭЭ;
- Ведение многотарифного учета электроэнергии;
- Вывод расчетных параметров, построение и печать отчетов.

Структурная схема программно-технического комплекса (ПТК) системы РМС 2150 представлена на рисунке 21.



Рисунок 21 – Структурная схема ПТК системы РМС 2150

Функции, выполняемые верхним уровнем ПТК системы РМС 2150:

- Измерение времени в шкале времени UTC;
- Автоматическая синхронизация шкалы времени ЧРВ РМС 2150 со шкалой времени внешних эталонных часов;
- Автоматическая синхронизация ЧРВ МКС РиМ 099.02;
- Периодический и по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью;

- Периодический и автоматический сбор журналов событий с их диагностикой;
- Контроль достоверности результатов измерений;
- Хранение результатов измерений, данных о состоянии компонентов, конфигурационных данных в специализированной базе данных, имеющую повышенную защищенность;
- Формирование каналов группового контроля и учета;
- Отображение на дисплее и вывод на печать отчетов с результатами измерений, данными о состоянии устройств и конфигурационными данными за период;
- Управление отключением (включением), ограничением предельной мощности нагрузки потребителей;
- Предоставление результатов измерений смежным субъектам розничного рынка электроэнергии в формате структурированных электронных документов;
- Диагностирование работоспособности устройств системы и каналов связи РМС 2150. [19]

Программы системы РМС 2150:

"Конфигуратор" – программа для регистрации точек учета в РМС-2150 и загрузки данных по счетчикам, контроллерам и МКС;

"Отчеты" – программа для выбора показаний и построения отчетов;

"Балансы" – программа для отображения детального суточного баланса по каждой ТП;

"Точка учета" – программа для отображения более детальной информации по каждой точке учета;

"Сбор данных" – программа для сбора показаний;

"Мониторинг" – программа для анализа данных с целью обнаружения неправильного подключения счетчиков, нарушения в режиме работы, а также обнаружения факта хищения электроэнергии;

"Занесение конфигурации" – программа для занесения конфигурации в МКС РиМ 099.02;

"Настройка" – программа для настройки МКС РиМ 099.02;

"Программирование РиМ 485, 489, 889, 384" – программа для конфигурирования счетчиков РиМ 485, 489, 889, 384;

"Программирование устройств через RFPLC" – программа для получения информации и управления устройствами обеспечивающими связь по силовой сети, либо радиоканалу;

"Политики РМС 2150" – программа для настройки опроса счетчиков МКС РиМ 099.02;

"Управление данными" – программа управления и сохранения данных;

"Работа с Oracle" – программа для проверки работоспособности сервера и настройки клиента OracleXE [19].

4.2 Характеристика электронных счетчиков электроэнергии, установленных при автоматизации учета электроэнергии в г. Зeya и Зейском районе.

Для уменьшения уровня коммерческой составляющей потерь электроэнергии в г. Зeya и Зейском районе была проведена модернизация, путем установки электронных счетчиков электроэнергии с возможностью автоматизированного съема показаний с помощью системы АИИС КУЭ.

Рассмотрим основные виды счетчиков электроэнергии, установленных в целях модернизации. Это счетчики электрической энергии производителя ЗАО «Радио и Микроэлектроника»:

Однофазные на опору – РиМ 129.01-04; РиМ 114; РиМ 189.12;

Трёхфазные на опору – РиМ 614; РиМ 489.01-02; 18-19; РиМ 789.01.

Производителя АО «Энергомера»:

Однофазные многотарифные – СЕ 208 С2;

Трёхфазные многотарифные – СЕ 308 С36; СЕ 303 S31; СЕ 303 R33.

Предпочтение отдано именно этим видам счетчиков, поскольку ПУ данных производителей получили широкое распространение. Данные виды

счетчиков имеют ряд преимуществ над обычными видами счетчиков электроэнергии. Счетчики фирм «Энергомера» и РиМ доказали знак качества на рынке электронного приборостроения за период времени более чем 25 лет. Поэтому для установки в целях модернизации были выбраны именно эти виды счетчиков электроэнергии.

Однофазный/трехфазный двухтарифный РиМ 129.01-04

Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 129.01, РиМ 129.02, РиМ 129.03, РиМ 129.04 - многофункциональные приборы, предназначенные для измерения активной энергии (по модулю) и активной мощности (без учета направления) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты (для трехфазного учета используется РиМ 129.01-04 ВК4 - аналог РиМ 614), а также для дистанционного отключения / подключения абонента. Счетчики имеют встроенный тарификатор и есть возможность двухтарифного учета активной электрической энергии. Исполнение РиМ 129.01 представлено на рисунке 22. [19]



Рисунок 22 – РиМ 129.01

Нормативно-правовое обеспечение: соответствие ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012; сертифицированы в России; внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Технические особенности:

- Размещение непосредственно на отводе ЛЭП к абоненту (защита от хищения);
- Снятие показаний пультом РиМ 040.03;
- Работа как автономно, так и в составе АИИС КУЭ;
- Отключение потребителя дистанционно либо автоматически при: 1) превышении установленного порога мощности; 2) превышении максимального тока счетчика более чем на 5%; 3) дистанционно, по команде от устройств АС. [19]
- Работа в качестве ретранслятора при помощи встроенных интерфейсов RF, PLC;
- Время на счетчике обеспечивается только пока есть питание от сети;
- Высокая устойчивость к механическим, климатическим, а также электромагнитным воздействиям. [19]

Счетчик обеспечивает: 1) учет активной электроэнергии по двум тарифам; 2) измерение: значения действующей активной мощности; активной энергии; 3) передачу результатов измерений по радиоканалу (RF) и по силовой сети (PLC); 4) возможность доступа к счетчику через РиМ 099.01 или пульт РиМ 040.03; 5) объединение трех РиМ 129.0х для трехфазного учета (аналог РиМ 614), называется РиМ 129.0х ВК4.

Варианты исполнения РиМ 129 представлены в таблице 14, технические параметры в таблице 15. Схема монтажа ПУ на опоре ВЛ показана на рисунке 23.

Таблица 14 – Варианты исполнения РиМ 129.0х

Условное обозначение	РиМ 129.01	РиМ 129.02	РиМ 129.03	РиМ 129.04
Базовый/максимальный ток, А	5/100	5/80	5/100	5/80
Интерфейсы	PLC, RF	PLC, RF	RF	RF
Устройство коммутации нагрузки	Нет	Есть	Нет	Есть

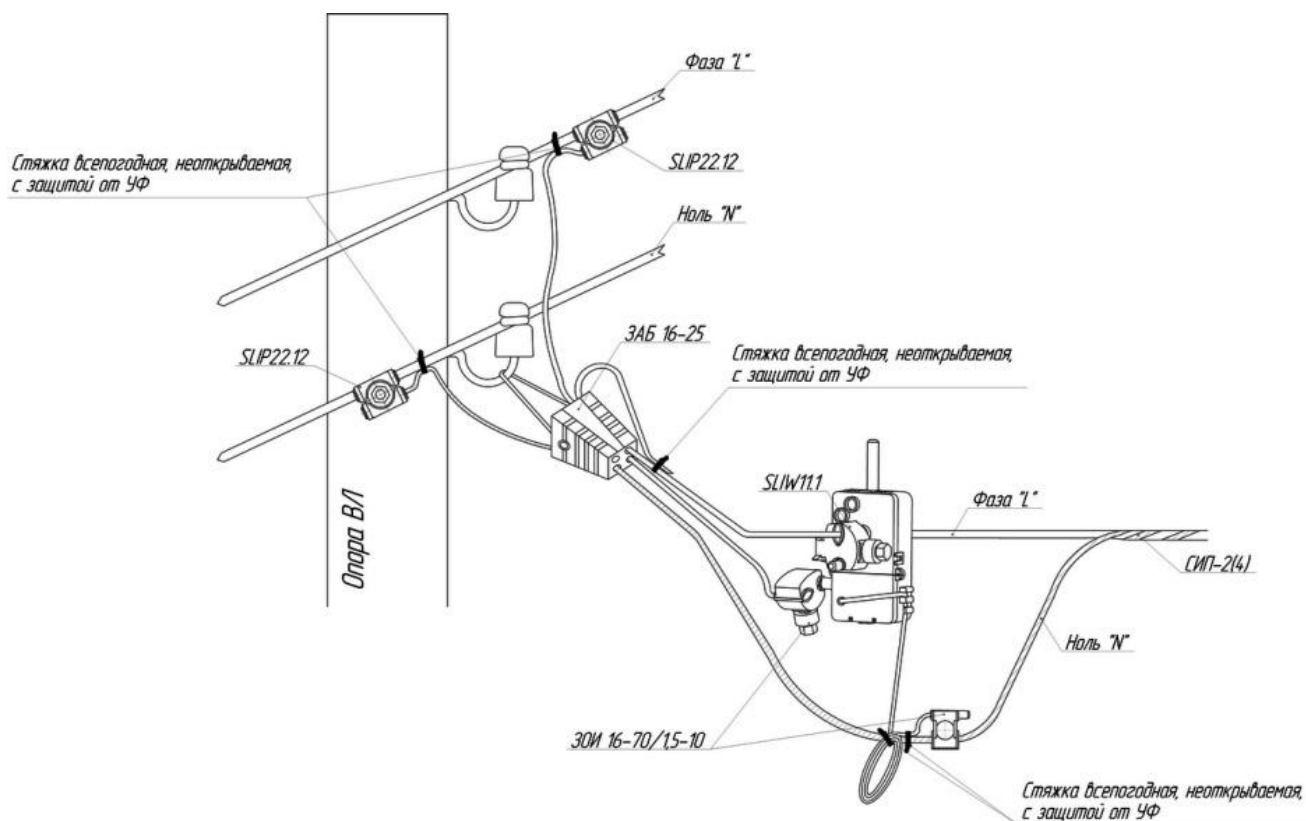


Рисунок 23 – Схема монтажа РиМ 129.0х на опоре ВЛ

Таблица 15 – Технические параметры РиМ 129.0х

Показатели	Величины
1	2
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	80/100
Номинальное напряжение, В	220(230)
Стартовый ток (чувствительность), мА	20
Номинальная частота, Гц	50
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч, имп./квар·ч	4000
Мощность, потребляемая в цепи напряжения:	
-полная мощность, ВА, не более	10
-активная мощность, Вт, не более	1,5
Полная мощность, потребляемая в цепи тока, ВА, не более	0,2
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	от 198 до 253
Класс точности при измерении активной энергии и мощности	1,0
Дальность обмена по RF/PLC, м, не менее	100
Время сохранения данных, лет, не менее	30
Количество тарифов	2
Средний срок службы, лет, не менее	30
Гарантия производителя, лет	5

Трехфазный, многотарифный РиМ 489.01(-02,-08,-09)

Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.01,-02,-08,-09 (далее – счетчик) является многофункциональным прибором. Счетчик предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты. Исполнение РиМ 489.02 представлено на рисунке 24. [19]



Рисунок 24 – РиМ 489.02

Нормативно-правовое обеспечение: соответствие ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52425-2005; сертифицированы в России; внесены в Государственный реестр средств измерений России. Технические особенности аналогичны особенностям РиМ 129. 01-04, только добавляется: осуществление контроля качества электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения и частоты по ГОСТ 32144-2013.

Счетчик обеспечивает: 1) Учет активной электроэнергии по восьми тарифам. 2) Учет реактивной индуктивной и реактивной емкостной энергии, пофазно, суммарно. 3) Измерение: действующего напряжения фазного и линейного, пофазно; частоты питающей сети; коэффициента н/л искажений

кривой фазных напряжений; коэффициента н/л искажений кривой линейных напряжений; коэффициента н/л искажений кривой фазных токов; напряжения прямой последовательности; тока нулевой последовательности; удельные потери энергии в цепи тока, пофазно, суммарно; коэффициента несимметрии напряжений по обратной и по нулевой последовательностям; коэффициента реактивной мощности цепи ($\text{tg}\phi$), пофазно, суммарно; коэффициента несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности; значения полной, активной (по модулю) и реактивной мощности, пофазно, суммарно; реактивной индуктивной и реактивной емкостной мощности, пофазно, суммарно; коэффициента мощности ($\text{cos}\phi$), пофазно, суммарно; температуры внутри корпуса. 4) Ведение месячного, суточного журнала. Состав журнала: активная электроэнергия по 8-ми тарифам; значение пиковой мощности с фиксацией времени пика; значение прямой и обратной реактивной энергии. 5) Ведение журнала включений/выключений; коррекций; параметров качества электроэнергии; профилей нагрузки; провала напряжений; событий по $\text{tg}\phi$; 6) Передачу результатов измерений по радиоканалу и по силовой сети. Схема монтажа ПУ на опоре ВЛ показана на рисунке 25. [19]

Варианты исполнения РИМ 489.0х представлены в таблице 16, технические параметры в таблице 17.

Таблица 16 – Варианты исполнения РИМ 489.0х

Условное обозначение	РИМ 489.01	РИМ 489.02	РИМ 489.08	РИМ 489.09
Базовый/ максимальный ток, А	5/80	5/80	5/100	5/100
Класс точности при измерении активной /реактивной энергии	1 /2	1 /2	1 /2	1 /2
Количество тарифов/тарифных зон	8/256	8/256	8 /256	8 /256
Интерфейсы	PLC, RF	PLC, RF	PLC, RF	PLC, RF
Устройство коммутации нагрузки	Нет	Есть	Есть	Нет

Таблица 17 – Технические параметры РиМ 489.0х

Показатели	Величины
1	2
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	80 (100)
Номинальное напряжение, В	3х220;230/ 380; 400
Стартовый ток, актив/реактив, мА	20/25
Номинальная частота, Гц	50
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч)	4000
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, ВА, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, ВА, не более	10
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 198 до 253
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	1/2
Дальность обмена по RF/PLC, м, не менее	100
Максимальное расстояние между счетчиком и ДД при считывании показаний и подключении нагрузки, м, не менее	25
Время сохранения данных, лет, не менее	30
Время автономности часов при отсутствии напряжения сети, ч, не менее	60
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Средний срок службы, лет, не менее	30
Межповерочный интервал, лет	16

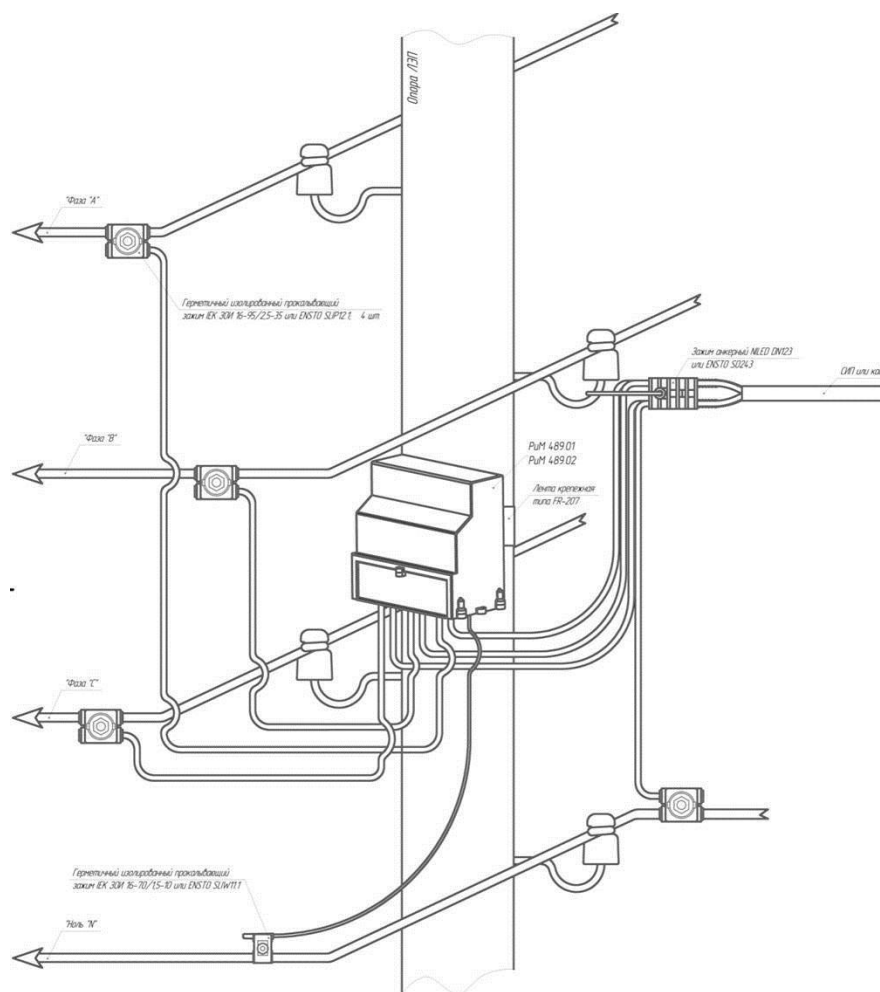


Рисунок 25 – Схема монтажа РиМ 489.0х на опоре ВЛ

Счетчик электроэнергии трехфазный CE308-C36 DLP

Счетчик прямого включения предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии в прямом (потребляемом) и обратном (генерируемом) направлениях, в трехфазных четырехпроводных цепях переменного тока. Для наружной установки, может использоваться без дополнительной защиты от окружающей среды и устанавливаться на опоре линии электропередачи или фасаде здания. Предназначен для автономной работы или в составе АИИС КУЭ для однотарифного и многотарифного учета электрической энергии в коммунальной энергетике, с возможностью отключения нагрузки потребителя, с передачей накопленной информации через беспроводную сеть, PLC-интерфейс, а также через оптический интерфейс и устройство считывания счетчиков (удаленный дисплей). Исполнение CE308-C36 DLP представлено на рисунке 26. [16]



Рисунок 26 – CE308-C36 DLP

Нормативно-правовое обеспечение: соответствует ГОСТ 31818.11-2012; ГОСТ 31819.21-2012; ГОСТ 31819.23-2012; сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ;

Характеристики надежности:

- Средняя наработка на отказ - 220000 часов.
- Межповерочный интервал - 16 лет
- Средний срок службы - 30 лет.

Особенности счетчика: 1) Установка счетчика на опоре без дополнительной защиты. 2) Наличие каналов связи: оптический интерфейс, предназначенный для локального считывания данных; радиointерфейс 434 МГц - предназначен для работы счетчика в система АСКУЭ; радиointерфейс 868 МГц - предназначен для обмена данным с устройством считывания счетчиков CE901 RUP-02; PLC - предназначен для обмена данным с устройством считывания счетчиков CE901 RUP-02. 3) Встроенное реле управления нагрузкой потребителя. 4) Устройство считывания счетчиков CE901 RUP-02. 5) Контроль вскрытия крышки зажимов и кожуха. 6) Контроль воздействий магнитным полем.

Функциональные возможности:

- Многотарифный учет электроэнергии.
- Измерение параметров сети: частоты; фазных токов; фазных напряжений; углов между током и напряжением по фазам; коэффициентов

мощности по фазам и трехфазного; активной мощности по фазам и суммарно; реактивной мощности по фазам и суммарно; полной мощности по фазам и суммарно.

- Контроль лимитов полной, активной, реактивной мощности, фазных напряжений, фазных токов, частоты сети, чередования фаз, обрыва фазных и нулевого проводов.

- Ведение профилей активной и реактивной энергии, с возможностью настройки времени усреднения;

- Контроль вскрытия крышки зажимов и кожуха.

- Контроль воздействия магнитным полем.

- Самодиагностика.

- Защита информации.

- Отключение нагрузки по отклонению частоты сети, напряжения на каждой фазе, превышению допустимого тока на каждой фазе, по превышению лимита активной потребляемой мощности, или прямое через интерфейс.

Технические параметры счетчика CE308-C36 DLP представлены в таблице 18. [16]

Таблица 18 – Технические параметры CE308-C36 DLP

Показатели	Величины
1	2
Класс точности по активной/реактивной энергии	1/1
Номинальное напряжение, В	3x230/400
Базовый (максимальный) ток, А	5 (100)
Стартовый ток (чувствительность), мА	10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	4
Время усреднения профилей нагрузки, мин	1, 3, 5, 10, 15, 30, 60
Глубина хранения профиля (при времени усреднения 60 мин.), сутки	360
Количество датчиков тока, шт	3
Диапазон рабочих температур, °С	от - 40 до +70
Масса, не более, кг	2,1
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP64 – измерительный блок;

4.3 Экономический эффект от перехода на автоматизированный учет электроэнергии

Замена индукционных ПУ на интеллектуальные счетчики доказала техническую выгоду, рассмотренную выше в разделах, путем снижения уровня потерь электроэнергии. Каждая выгода должна оцениваться в денежном эквиваленте. Оценим экономический эффект в результате проведения модернизации.

Поскольку рассматривалась частичная модернизация по фидерам ЗРЭС, то к установке подлежала часть ПУ, а точнее 3062 ПУ опорного исполнения (однофазных у ФЛ – 2304 шт.; у ЮЛ – 65 шт.; трехфазных у ФЛ – 540 шт.; у ЮЛ – 153 шт.). Стоимость однофазного ПУ составляет 6 700 руб., трехфазного 17 200 руб. Общие капиталовложения (К) затраченные на приобретение ПУ составят 27 791 900 руб.

Прибыль от снижения потерь электроэнергии определим по формуле:

$$P_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (5)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч. Снижение потерь электроэнергии, согласно данных таблицы 11, составило 18 524 тыс. кВт·ч.

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. Согласно данных АО «ДРСК» средний тариф на покупку потерь электроэнергии за 2018 г. составляет 2,317 руб./кВт·ч.

Прибыль от снижения потерь электроэнергии составит:

$$P_{\Delta W} = 18524 \cdot 2,317 = 42920,108 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль от увеличения полезного отпуска определим по формуле:

$$P_{\Delta O} = \Delta O \cdot C_{\Delta O}, \quad (6)$$

где ΔO – полезный отпуск, кВт·ч. Увеличение полезного отпуска, согласно данных таблицы 11, составило 1 628 тыс. кВт·ч.

$C_{\Delta O}$ – стоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии. Согласно данных АО «ДРСК» средний тариф на передачу электроэнергии – 0,379 руб./кВт·ч.

Прибыль от увеличения полезного отпуска составит:

$$P_{\Delta O} = 1628 \cdot 0,379 = 617,012 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарную прибыль определим по формуле:

$$P = P_{\Delta W} + P_{\Delta O}, \quad (7)$$

$$P = 43\,537\,120 \text{ руб.}$$

Определим срок окупаемости проведения модернизации по формуле 8:

$$T = \frac{K}{P}, \quad (8)$$

Срок окупаемости составит 0,6 года. Экономический эффект отобразим на схеме, представленной на рисунке 27.



Рисунок 27 – Экономический эффект результата модернизации системы учета электроэнергии

Таким образом, делаем вывод, что применение интеллектуальных ПУ с возможностью автоматизированного съема показаний, является эффективным способом снижения уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях и имеет свою экономическую выгоду, со сроком окупаемости в 0,6 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема потерь электроэнергии в распределительных сетях в настоящее время не потеряла своей актуальности. Как выяснилось в ходе рассмотрения данной темы магистерской диссертации, одной из главных причин наличия высокого уровня потерь электрической энергии является неправильная работа системы учета электроэнергии. Так же значительное влияние на уровень потерь электроэнергии оказывает человеческий фактор, а именно хищения электроэнергии.

Для решения данной проблемы был предложен вариант модернизации системы учета электроэнергии – замены существующих приборов учета электроэнергии на более функциональные автоматизированные ПУ.

В целях реализации предложенного варианта модернизации были выбраны распределительные сети г. Зея и Зейского района. Повсеместная модернизация процесс очень дорогостоящий. Поэтому для выявления наиболее повышенных очагов уровня потерь электроэнергии был произведен анализ технического состояния распределительных сетей 10 – 0,4 кВ. Так же проведен анализ динамики изменения уровня фактических потерь электроэнергии за 2015 – 2017 гг. В ходе проведения аналитики данных были выявлены фидера с повышенным уровнем потерь электроэнергии. По данным фидерам был произведен анализ фактических потерь электроэнергии, с разложением на коммерческую и техническую составляющие. Коммерческие потери подтвердили своё существование, показали рост по рассматриваемым годам.

Для снижения уровня потерь электроэнергии в распределительных сетях г. Зея и Зейского района предложен вариант замены существующих счетчиков электрической энергии с низким классом точности и большими погрешностями, на интеллектуальные счетчики электрической энергии типа РиМ, с возможностью автоматизированного съёма показаний. В качестве си-

стемы АИИС КУЭ предложена система РМС 2150. Внедрение такого рода системы позволит:

- 1) увеличить точность планирования энергопотребления;
- 2) решить проблему небаланса электроэнергии;
- 3) управлять нагрузкой и предотвращать перегруз в сети;
- 4) контролировать соблюдение основных параметров электроэнергии в допустимых пределах;
- 5) оперативно собирать данные по каждой точке учета электроэнергии;
- 6) долговременно хранить и анализировать собранные данные.

Экономический эффект применения интеллектуальных ПУ с возможностью автоматизированного съема показаний неоспорим. Срок окупаемости после проведения модернизации составит примерно 0,6 года.

В магистерской диссертации выполнена поставленная цель исследования – достигнуто снижение уровня потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях за счет применения автоматизированных систем учета электроэнергии, описаны преимущества и посчитан эффект от применения автоматизированных систем.

Предложенный вариант автоматизированного съема показаний является возможным и эффективным методом для снижения повышенного уровня коммерческих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Недостатком применения такого рода систем является лишь недовольства потребителей и отказ от оплаты счетов, поскольку исчезает возможность хищений электроэнергии и происходит более точное снятие показаний, без значительных погрешностей, следовательно, расход электроэнергии увеличивается на величину погрешности заменяемого ПУ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина. – Новосибирск: Наука, ре 2008. – 228 с.
2. Красник В.В. 102 способа хищения электроэнергии / Красник В.В. – Электрон. текстовые данные. – М.: ЭНАС, 2013. – 160 с.
3. Вороткинский В.Э., Калинкина М. А. Расчет, нормирование и снижение потерь в электрических сетях. – М.: ИПК госслужбы, 2000 – 64 с.
4. Железко Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко и др. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
5. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко – М.: ЭНАС, 2016. – 456 с.
6. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 326 (ред. от 01.02.2010 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»).
7. Министерство энергетики [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru> 10.05.2019 г.
8. ПУЭ раздел 8 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://pue8.ru> 10.05.2019 г.
9. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94 с изменением № 1 / – М.: ЭНАС, 2017. – 46 с.
10. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.

11. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».
12. Приказ Министерства Энергетики РФ от 22 марта 2011 г. № 86 «Об утверждении Методических рекомендаций по техническим характеристикам систем и приборов учета электроэнергии на основе технологий интеллектуального учета».
13. Постановление правительства РФ от 6 мая 2011 г. № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов».
14. Савина Н. В. Системные исследования потерь электроэнергии при функционировании распределительных электрических сетей / Н. В. Савина Ю. В. Мясоедов // Вестник Иркутского государственного технического университета – 2012 – № 1. – С. 142-149 с.
15. Воротницкий, В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения / В. Э. Воротницкий. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. – 104 с.
16. Энергомера [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.energomera.ru> 25.05.2019 г.
17. АИИС КУЭ [Электронный ресурс]. Режим доступа: . <https://uchet-jkh.ru/publikacii/askue-cto-eto-takoe.html> 25.05.2019 г.
18. Технологическая инструкция по конфигурированию сети в системы РМС 2150. 2010 – 7 с.
19. Радио и микроэлектроника [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.zaorim.ru> 29.05.2019 г.
20. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям: утв. Приказом Министерства энергетики РФ № 326 от 30.12.2008: ввод в действие с 30.12.2008.

21. Осика Л.К. Промышленные потребители на рынке электроэнергии. Принципы организации деловых отношений / Осика Л.К., Макаренко И.Г. – М.: ЭНАС, 2010. – 320 с.

22. Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Н. В. Савина. – Иркутск, 2010. – 50 с.

23. Приказ Министерства энергетики РФ от 07.08.2014 № 506 (ред. от 31.08.2016) «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям».

24. Фурсанов, М. И. Оптимальные уровни потерь в распределительных электрических сетях / М. И. Фурсанов // Энергетика. Известия высших учебных заведений. – 2014. – № 5. – С. 326.

25. Савина, Н. В. Комплексный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 10-35 кВ на примере Амурской области / Н. В. Савина, Д. А. Барабаш // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2010. – № 4. – С. 166-173.

26. Электротехнический справочник. В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). 9-е изд., стер. М.: Издательство МЭИ, 2009. 964 с.

27. Савина, Н. В. Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности: методические указания к практическим занятиям / Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 61 с.

28. Клевцов А.В. Средства оптимизации потребления электроэнергии / Клевцов А.В. – М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2009. – 240 с.

29. Лыкин А.В. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях: / Лыкин А.В. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 115 с.

30. Амурская область [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.amurobl.ru> 01.06.2019 г.

31. Приказ Минпромэнерго РФ от 04.10.2005 № 267 (ред. от 01.11.2007) "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям" (вместе с "Порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям").

32. Материалы IX Международной научно-технической конференции «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2019. – 576 с.

33. Клевцов А.В. Средства оптимизации потребления электроэнергии / Клевцов А.В. –М.: СОЛОН-ПРЕСС, 2009. – 240 с.

34. Васильченко В.И. Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения / В.И. Васильченко [и др.]. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011. – 243 с.

35. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. - М.: 16 с.

36. Герасименко А. А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии. 2-е изд. Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. – 715 с.

37. Ефремов И. В. Электроэнергетика и ее роль в энергетической политике России / И. В. Ефремов // Власть. – 2011. – С. 89-92.

38. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

39. Распоряжение Правительства от 13.11.2009 г. №1715-р «Об энергетической стратегии России на период до 2030 года».

40. Клевцов А. В. Основы рационального потребления электроэнергии / А. В. Клевцов. – М. : Инфра-Инженерия, 2017. – 232 с.
41. Ульященко Г. М. Микропроцессорное управление устройствами преобразования электрической энергии и передачи электротехнической информации / Г. М. Ульященко. – Саратов : Ай Пи Эр Медиа, 2016. – 72 с.
42. Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения / В. И. Васильченко, А. А. Виноградов, О. Г. Гриб [и др.]. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011. – 243 с.
43. Трофимов В. Б. Интеллектуальные автоматизированные системы управления технологическими объектами / В. Б. Трофимов, С. М. Кулаков. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 232 с.
44. Савина Н. В. Управление уровнем потерь электроэнергии в распределительных сетевых компаниях в рыночных условиях / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов – Благовещенск, 2010.
45. Организация контроля качества электрической энергии на розничных рынках электроэнергии [Текст] / В. Ю. Наумчук, Н. В. Савина // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – 2014.
46. Афанасьев В.Н. Статистическое исследование динамики структуры затрат на производство электроэнергии / В.Н. Афанасьев, А.И. Копцев – Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБСАСВ, 2015. – 163 с.
47. Правила учета электрической энергии: Сборник. – М.: Энергосервис, 2002. – 362 с.
48. Сапронов А.А. Анализ структуры коммерческих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. / А.А. Сапронов. Журнал «Энергосбережение и водоподготовка», №8, 2006.

49. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко М.: ЭНАС, 2004.- 80 с.

50. Осика Л. К. Операторы коммерческого учета на рынках электроэнергии. Технология и организация деятельности. Производственно-практическое пособие / Л.К. Осика. – М.: ЭНАС, 2007. – 192 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2015 – 2016 гг.

Наименование ПС	Наименование фидера	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч			Полезный отпуск, тыс. кВт*ч			Коммерческие потери, тыс. кВт*ч			Технические потери, тыс. кВт*ч			Общие потери, тыс. кВт*ч		
		2015	2016	Динамика	2015	2016	Динамика	2015	2016	Динамика	2015	2016	Динамика	2015	2016	Динамика
ПС Светлая	ф №7 Аэропорт (был	1389	1371	-18	1265	1 294	28	69	20	-49	55	58	3	124	78	-47
ПС Светлая	ф №36 Гулик (был 16)	904	925	21	603	632	30	184	180	-3	118	112	-6	301	292	-9
ПС Светлая	ф №3 КПД (был 7)	606	657	51	604	671	67	-37	-54	-17	39	40	1	2	-14	-16
ПС Светлая	ф №19 Орбита 1 (убрат	611	67	-544	6	57	51	557	0	-557	48	11	-38	605	10	-595
ПС Светлая	ф №10 РТС-2 (ИА)	1539	1952	413	1867	1 752	-116	-328	148	476	0	52	52	-328	200	529
ПС Светлая	ф №26 Сосновый бор	2020	2555	535	1195	1 385	191	569	789	220	257	381	124	826	1169	344
ПС Энергия	ф №4 Мехзавод	34	124	89	0	0	0	34	124	89	0	0	0	34	124	89
ПС Энергия	ф №6 КНС-3	84	89	5	74	76	2	0	4	3	9	9	0	9	12	3
ПС Энергия	ф №9 Временный пос	3630	3957	327	2342	2 415	73	863	1099	236	425	444	19	1288	1542	254
ПС Энергия	ф №11 10кВ ФНС 6	4363	5078	715	4141	4 212	71	-391	126	516	613	741	128	222	867	644
ПС Энергия	ф №13 Светлый 2	7573	7465	-109	6891	6 758	-133	327	363	36	355	344	-12	682	707	25
ПС Энергия	ф №16 "Заречная Слоб	2210	2213	4	1178	1 201	23	788	738	-50	244	275	31	1032	1013	-19
ПС Энергия	ф №25 КНС-7	2022	2013	-9	503	401	-103	1229	1322	93	290	290	1	1519	1612	94
ПС Энергия	ф №55 ПН ЗГЭС	377	368	-9	0	0	0	-240	-170	70	617	537	-80	377	368	-9
ПС Энергия	ф №56 Светлый, в/ч	2967	2869	-98	2715	2 673	-42	89	38	-51	163	158	-5	252	196	-56
ПС Энергия	ф №513 Светлый1.	4899	4904	4	4045	3 973	-72	581	656	75	274	275	1	855	931	76
ПС Энергия	ф №514"Промбаза"	611	583	-28	559	543	-16	13	1	-12	39	39	-1	52	40	-13
ПС Мехзавод	ф №8	1694	1037	-657	1702	1 086	-616	-8	-49	-41	0	0	0	-8	-49	-41
ПС Мехзавод	ф №19	100	267	167	94	224	130	5	43	37	0	0	0	5	43	37
ПС Мехзавод	ф №39	1630	1586	-44	1514	1 528	14	-29	-64	-35	145	121	-24	116	58	-58

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2015 – 2016 гг.

ПС Овсянка	ф №1 Алекс+Никол	1380	1195	-185	924	848	-76	308	222	-86	148	125	-23	455	346	-109
ПС Овсянка	ф №4 ЛПХ	123	120	-3	119	122	3	-4	-10	-6	8	7	-1	4	-3	-6
ПС Овсянка	ф №6 Овсянка	4347	4249	-98	3590	3 515	-75	283	290	7	474	444	-29	757	734	-23
ПС Овсянка	ф №9 Овсянка	2544	2471	-73	2361	2 323	-38	-88	-98	-10	270	246	-24	183	148	-34
ПС Овсянка	ф №11 Амуро-Балт.	522	1775	1254	511	1 692	1181	-35	-353	-318	45	436	391	11	83	72
ПС Овсянка	ф №12 ТХН(ХН+МТС)	288	169	-120	289	317	28	-67	-202	-135	67	53	-13	0	-148	-148
ПС Овсянка	ф №16 Ивановка	682	1001	319	540	763	223	47	107	60	95	130	35	142	237	95
ПС Чалбачи	ф №3 Чалбачи	844	777	-67	768	730	-38	8	-11	-20	68	59	-9	77	48	-29
ПС Чалбачи	ф №5 Умлекан	572	557	-15	389	377	-12	123	130	7	60	50	-10	183	180	-3
ПС Чалбачи	ф №8 Рублевка	272	266	-7	210	193	-17	35	48	13	28	25	-3	63	73	10
ПС Чалбачи	ф №11 Березовка	266	435	169	146	213	67	84	175	90	36	47	11	120	222	102
ПС Чалбачи	ф №16 Алгач	923	714	-209	755	659	-95	102	7	-95	67	48	-19	169	55	-114
ПС Чалбачи	ф №17 Сиан	117	120	3	59	65	6	33	30	-3	25	25	0	58	55	-3
ПС Юбилейная	ф №3 Поляковский	416	390	-26	306	299	-7	61	48	-12	50	43	-6	110	92	-18
ПС Юбилейная	ф №5 Юбилейный	1002	1031	28	801	817	15	83	103	20	118	111	-7	201	214	13
ПС Бомнак	ф №4 КТП 1,4 (ХН)	410	486	77	300	290	-10	34	101	67	76	96	20	110	197	87
ПС Бомнак	ф №10 КТП-2,3	677	693	16	498	553	54	50	8	-41	129	132	3	179	141	-38

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2015 – 2016 гг.

ПС УЛАК	ф №1	2308	2151	-157	2177	1 986	-191	-36	20	56	167	145	-21	131	165	34
ПС Исток	ф №16	1068	1238	170	1064	1 107	43	-302	-85	217	306	216	-90	3	131	127
ПС Исток	ф №15 Уткинский (ПС	4912	5198	286	3722	3 034	-688	577	1488	911	613	676	64	1190	2164	974
ПС Исток	ф №14	3546	3425	-122	2498	2 712	214	664	344	-320	385	369	-16	1049	713	-336
ПС Исток	ф № 3 Мухинский	13404	14155	751	7083	7 108	26	4326	4999	673	1995	2 048	53	6321	7047	726
ПС Исток	ф № 1	829	964	135	507	389	-118	175	494	319	146	80	-66	322	575	253
ПС Базовая	ф №12	1216	1078	-139	825	609	-216	347	428	80	44	41	-3	391	468	78
ПС Базовая	ф №5	1712	1738	26	1197	1 156	-41	434	499	66	82	83	2	515	583	67
ПС Базовая	ф №6	832	400	-432	783	385	-398	31	3	-28	18	12	-6	49	15	-34
ПС Базовая	ф №7	1151	1165	13	1122	1 142	20	-29	-37	-7	59	59	0	30	23	-7
ПС Базовая	ф №11	3381	3352	-29	2966	2 912	-54	240	267	27	175	173	-2	415	441	25
ПС Речная	ф №5 Мухинский	6816	7464	648	6562	5 803	-759	-559	728	1286	812	933	121	254	1661	1407
ПС Речная	ф №7 Уткинский	11688	11667	-22	4827	5 624	797	4915	4125	-790	1946	1 918	-29	6861	6043	-819
ПС Речная	ф №8+ХН Сбыт	2629	2597	-32	2480	2 352	-128	-34	76	109	182	169	-13	149	245	96
ПС Протока	ф №6 СХТ	570	567	-3	280	281	0	264	257	-7	26	29	4	290	286	-4
ПС Протока	ф №25	680	716	35	619	582	-37	-90	-8	81	151	142	-9	61	134	73
ПС Октябрьская	ф № 3	291	281	-10	19	37	18	202	188	-13	70	56	-14	272	244	-28
ПС Октябрьская	ф №4	5025	4902	-123	2576	2 405	-171	1136	1265	130	1313	1 232	-81	2449	2497	48
Итого:		116868	119717	2849	85246	84347	-899	17652	21005	3353	13970	14365	395	31622	35370	3748

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2016 – 2017 гг.

Наименование ПС	Наименование фидера	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч			Полезный отпуск, тыс. кВт*ч			Коммерческие потери, тыс. кВт*ч			Технические потери, тыс. кВт*ч			Общие потери, тыс. кВт*ч		
		2016	2017	Динамика	2016	2017	Динамика	2016	2017	Динамика	2016	2017	Динамика	2016	2017	Динамика
ПС Светлая	ф №7 Аэропорт (был 1)	1371	1744	373	1294	1 651	357	20	27	7	58	66	9	78	93	16
ПС Светлая	ф №36 Гулик (был 16)	925	904	-21	632	497	-135	180	299	119	112	107	-5	292	406	114
ПС Светлая	ф №3 КПД (был 7)	657	643	-14	671	632	-39	-54	-28	26	40	39	-1	-14	11	25
ПС Светлая	ф №19 Орбита1 (убрать)	67	447	379	57	104	47	0	327	328	11	15	4	10	342	332
ПС Светлая	ф №10 РТС-2 (ИА)	1952	1495	-457	1752	1 738	-14	148	-301	-449	52	58	6	200	-243	-443
ПС Светлая	ф №26 Сосновый бор	2555	2881	326	1385	1 427	42	789	987	198	381	467	86	1169	1454	284
ПС Энергия	ф №4 Мехзавод	124	175	51	0	49	49	124	126	2	0	0	0	124	126	2
ПС Энергия	ф №6 КНС-3	89	96	8	76	82	5	4	4	1	9	10	1	12	15	2
ПС Энергия	ф №9 Временный посе	3957	4016	59	2415	2 530	115	1099	983	-115	444	503	59	1542	1487	-56
ПС Энергия	ф №11 10кВ ФНС 6	5078	4999	-79	4212	3846	-366	126	460	334	741	693	-48	867	1153	286
ПС Энергия	ф №13 Светлый 2	7465	7354	-110	6758	6 649	-109	363	369	6	344	337	-7	707	706	-1
ПС Энергия	ф №16 "Заречная Слобо	2213	2311	98	1201	1 240	39	738	779	41	275	292	17	1013	1071	58
ПС Энергия	ф №25 КНС-7	2013	2141	128	401	373	-28	1322	1448	126	290	320	30	1612	1768	156
ПС Энергия	ф №55 ПН ЗГЭС	368	338	-30	0	0	0	-170	-201	-31	537	539	1	368	338	-30
ПС Энергия	ф №56 Светлый, в/ч	2869	2834	-35	2673	2 716	43	38	-37	-75	158	155	-3	196	118	-78
ПС Энергия	ф №513 Светлый1.	4904	5004	100	3973	4 030	58	656	690	34	275	284	9	931	974	43
ПС Энергия	ф №514"Промбаза"	583	618	35	543	577	34	1	1	0	39	40	1	40	41	1
ПС Мехзавод	ф №8	1037	1431	393	1086	1 429	342	-49	2	51	0	0	0	-49	2	51
ПС Мехзавод	ф №19	267	1	-265	224	1	-223	43	0	-43	0	0	0	43	0	-43
ПС Мехзавод	ф №39	1586	1645	59	1528	1 522	-7	-64	-22	41	121	146	25	58	124	66

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2016 – 2017 гг.

ПС Овсянка	ф №1 Алекс+Никол	1195	1048	-146	848	692	-157	222	244	23	125	113	-12	346	357	10
ПС Овсянка	ф №4 ЛПХ	120	124	5	122	121	-1	-10	-4	6	7	7	0	-3	4	6
ПС Овсянка	ф №6 Овсянка	4249	4156	-93	3515	3 347	-168	290	380	90	444	429	-15	734	809	74
ПС Овсянка	ф №9 Овсянка	2471	2400	-71	2323	2 228	-95	-98	-61	37	246	233	-13	148	172	24
ПС Овсянка	ф №11 Амуро-Балт.	1775	1508	-268	1692	1 217	-475	-353	37	390	436	254	-182	83	290	207
ПС Овсянка	ф №12 ТХН(ХН+МТС+)	169	349	180	317	290	-27	-202	-11	191	53	70	17	-148	59	207
ПС Овсянка	ф №16 Ивановка	1001	963	-38	763	849	86	107	-20	-127	130	134	4	237	114	-123
ПС Чалбачи	ф №3 Чалбачи	777	801	24	730	722	-7	-11	18	29	59	61	2	48	79	31
ПС Чалбачи	ф №5 Умлекан	557	572	15	377	380	3	130	141	11	50	50	1	180	192	12
ПС Чалбачи	ф №8 Рублевка	266	255	-11	193	205	13	48	25	-22	25	24	-1	73	50	-23
ПС Чалбачи	ф №11 Березовка	435	252	-183	213	152	-61	175	64	-111	47	36	-12	222	100	-122
ПС Чалбачи	ф №16 Алгач	714	684	-30	659	673	14	7	-34	-41	48	45	-3	55	11	-44
ПС Чалбачи	ф №17 Сиан	120	117	-3	65	65	0	30	26	-3	25	25	0	55	52	-3
ПС Юбилейная	ф №3 Поляковский	390	402	12	299	304	6	48	54	6	43	44	1	92	98	6
ПС Юбилейная	ф №5 Юбилейный	1031	986	-44	817	793	-24	103	91	-12	111	102	-9	214	193	-21
ПС Бомнак	ф №4 КТП 1,4 (ХН)	486	457	-30	290	289	-1	101	81	-19	96	86	-10	197	168	-29
ПС Бомнак	ф №10 КТП-2,3	693	784	90	553	547	-6	8	79	71	132	158	26	141	237	96

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2016 – 2017 гг.

ПС УЛАК	ф №1	2151	2424	274	1986	2 102	116	20	145	125	145	178	32	165	322	157
ПС Исток	ф №16	1238	1282	45	1107	1 027	-80	-85	20	105	216	235	20	131	255	125
ПС Исток	ф №15 Уткинский (ПС И)	5198	6622	1425	3034	3 155	121	1488	2248	760	676	1 219	543	2164	3467	1303
ПС Исток	ф №14	3425	3467	42	2712	2 618	-93	344	474	130	369	374	5	713	848	136
ПС Исток	ф № 3 Мухинский	14155	15400	1245	7108	6 964	-144	4999	6083	1084	2048	2 353	305	7047	8436	1389
ПС Исток	ф № 1	964	1081	118	389	314	-75	494	673	179	80	94	14	575	767	192
ПС Базовая	ф №12	1078	1069	-9	609	626	17	428	402	-25	41	41	0	468	443	-26
ПС Базовая	ф №5	1738	1748	9	1156	1 217	62	499	446	-54	83	85	1	583	530	-52
ПС Базовая	ф №6	400	395	-5	385	367	-18	3	18	15	12	9	-2	15	28	13
ПС Базовая	ф №7	1165	1089	-76	1142	1 059	-83	-37	-28	9	59	58	-2	23	30	7
ПС Базовая	ф №11	3352	3289	-63	2912	2 784	-128	267	335	68	173	170	-3	441	506	65
ПС Речная	ф №5 Мухинский	7464	11786	4323	5803	5 441	-362	728	3542	2815	933	2 803	1870	1661	6345	4684
ПС Речная	ф №7 Уткинский	11667	11611	-56	5624	5 654	30	4125	4058	-67	1918	1 899	-19	6043	5957	-86
ПС Речная	ф №8+ХН Сбыт	2597	2623	26	2352	2 284	-68	76	165	89	169	174	5	245	339	94
ПС Протока	ф №6 СХТ	567	533	-34	281	252	-28	257	255	-2	29	26	-4	286	281	-5
ПС Протока	ф №25	716	1845	1129	582	566	-16	-8	651	659	142	628	486	134	1278	1145
ПС Октябрьская	ф № 3	281	307	26	37	105	68	188	136	-52	56	66	10	244	202	-42
ПС Октябрьская	ф №4	4902	4791	-110	2405	2 203	-202	1265	1417	152	1232	1 171	-61	2497	2588	91
Итого:		119717	128363	8646	84347	82742	-1605	21005	28088	7083	14365	17534	3168	35370	45622	10251

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2017 – 2018 гг.

Наименование ПС	Наименование фидера	Отпуск в сеть, тыс. кВт*ч			Полезный отпуск, тыс. кВт*ч			Коммерческие потери, тыс. кВт*ч			Технические потери, тыс. кВт*ч			Общие потери, тыс. кВт*ч		
		2017	2018	Динамика	2017	2018	Динамика	2017	2018	Динамика	2017	2018	Динамика	2017	2018	Динамика
ПС Светлая	ф №7 Аэропорт (был	1744	2814	1070	1651	1 742	91	27	934	907	66	138	72	93	1072	979
ПС Светлая	ф №36 Гулик (был 16)	904	969	66	497	467	-31	299	381	82	107	121	14	406	502	96
ПС Светлая	ф №3 КПД (был 7)	643	495	-148	632	472	-160	-28	-8	20	39	32	-7	11	23	12
ПС Светлая	ф №19 Орбита1 (убрат	447	757	310	104	612	507	327	118	-209	15	27	12	342	145	-197
ПС Светлая	ф №10 РТС-2 (ИА)	1495	1059	-436	1738	1 009	-729	-301	8	309	58	42	-16	-243	50	293
ПС Светлая	ф №26 Сосновый бор	2881	2434	-447	1427	1 587	160	987	508	-479	467	339	-128	1454	847	-607
ПС Энергия	ф №4 Мехзавод	175	223	48	49	167	117	126	56	-70	0	0	0	126	56	-70
ПС Энергия	ф №6 КНС-3	96	96	0	82	136	54	4	-50	-54	10	10	0	15	-40	-54
ПС Энергия	ф №9 Временный посе	4016	3812	-205	2530	2 369	-161	983	984	1	503	458	-45	1487	1442	-44
ПС Энергия	ф №11 10кВ Фекальная	4999	5012	13	3 846	3 863	17	460	416	-44	693	733	40	1153	1149	-4
ПС Энергия	ф №13 Светлый 2	7354	7718	364	6649	6 722	73	369	641	272	337	356	19	706	997	291
ПС Энергия	ф №16 "Заречная Слоб	2311	2005	-306	1240	1 291	51	779	477	-302	292	237	-55	1071	713	-358
ПС Энергия	ф №25 КНС-7	2141	2743	603	373	283	-90	1448	1958	510	320	503	183	1768	2461	693
ПС Энергия	ф №55 ПН ЗГЭС	338	272	-67	0	4	4	-201	-214	-14	539	481	-57	338	267	-71
ПС Энергия	ф №56 Светлый, в/ч	2834	2665	-169	2716	2 474	-242	-37	58	95	155	134	-21	118	191	73
ПС Энергия	ф №513 Светлый1.	5004	4431	-573	4030	3 882	-148	690	310	-380	284	239	-45	974	549	-425
ПС Энергия	ф №514"Промбаза"	618	613	-5	577	546	-31	1	27	26	40	41	1	41	67	26
ПС Мехзавод	ф №8	1431	875	-556	1429	867	-562	2	8	6	0	0	0	2	8	6
ПС Мехзавод	ф №19	1	389	388	1	377	376	0	12	12	0	0	0	0	12	12
ПС Мехзавод	ф №39	1645	1524	-121	1522	1 475	-47	-22	-80	-58	146	129	-17	124	49	-74

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2017 – 2018 гг.

ПС Овсянка	ф №1 Алекс+Никол	1048	942	-107	692	664	-27	244	172	-72	113	106	-7	357	277	-79
ПС Овсянка	ф №4 ЛПХ	124	107	-17	121	98	-22	-4	2	6	7	6	-1	4	9	5
ПС Овсянка	ф №6 Овсянка	4156	4022	-134	3347	3 363	16	380	251	-129	429	408	-21	809	659	-150
ПС Овсянка	ф №9 Овсянка	2400	2190	-210	2228	2 103	-125	-61	-117	-56	233	204	-29	172	87	-85
ПС Овсянка	ф №11 Амуро-Балг.	1508	713	-795	1217	668	-549	37	-35	-72	254	80	-173	290	45	-245
ПС Овсянка	ф №12 ТХН(ХН+МТС+)	349	345	-4	290	286	-4	-11	-13	-2	70	72	2	59	60	0
ПС Овсянка	ф №16 Ивановка	963	537	-426	849	465	-384	-20	-4	16	134	76	-58	114	72	-42
ПС Чалбачи	ф №3 Чалбачи	801	737	-65	722	688	-34	18	-8	-25	61	56	-5	79	48	-31
ПС Чалбачи	ф №5 Умлекан	572	520	-52	380	344	-36	141	130	-12	50	46	-4	192	176	-16
ПС Чалбачи	ф №8 Рублевка	255	228	-27	205	192	-14	25	14	-12	24	23	-1	50	36	-13
ПС Чалбачи	ф №11 Березовка	252	190	-62	152	159	7	64	-2	-66	36	34	-2	100	32	-68
ПС Чалбачи	ф №16 Алгач	684	698	14	673	621	-53	-34	31	66	45	46	1	11	78	67
ПС Чалбачи	ф №17 Сиан	117	124	8	65	62	-2	26	36	10	25	26	0	52	62	10
ПС Юбилейная	ф №3 Поляковский	402	401	-1	304	296	-8	54	61	8	44	44	0	98	105	7
ПС Юбилейная	ф №5 Юбилейный	986	930	-56	793	749	-44	91	88	-3	102	93	-9	193	181	-12
ПС Бомнак	ф №4 КТП 1,4 (ХН)	457	430	-27	289	329	40	81	22	-60	86	79	-7	168	101	-67
ПС Бомнак	ф №10 КТП-2,3	784	676	-107	547	546	-1	79	13	-66	158	117	-41	237	130	-107

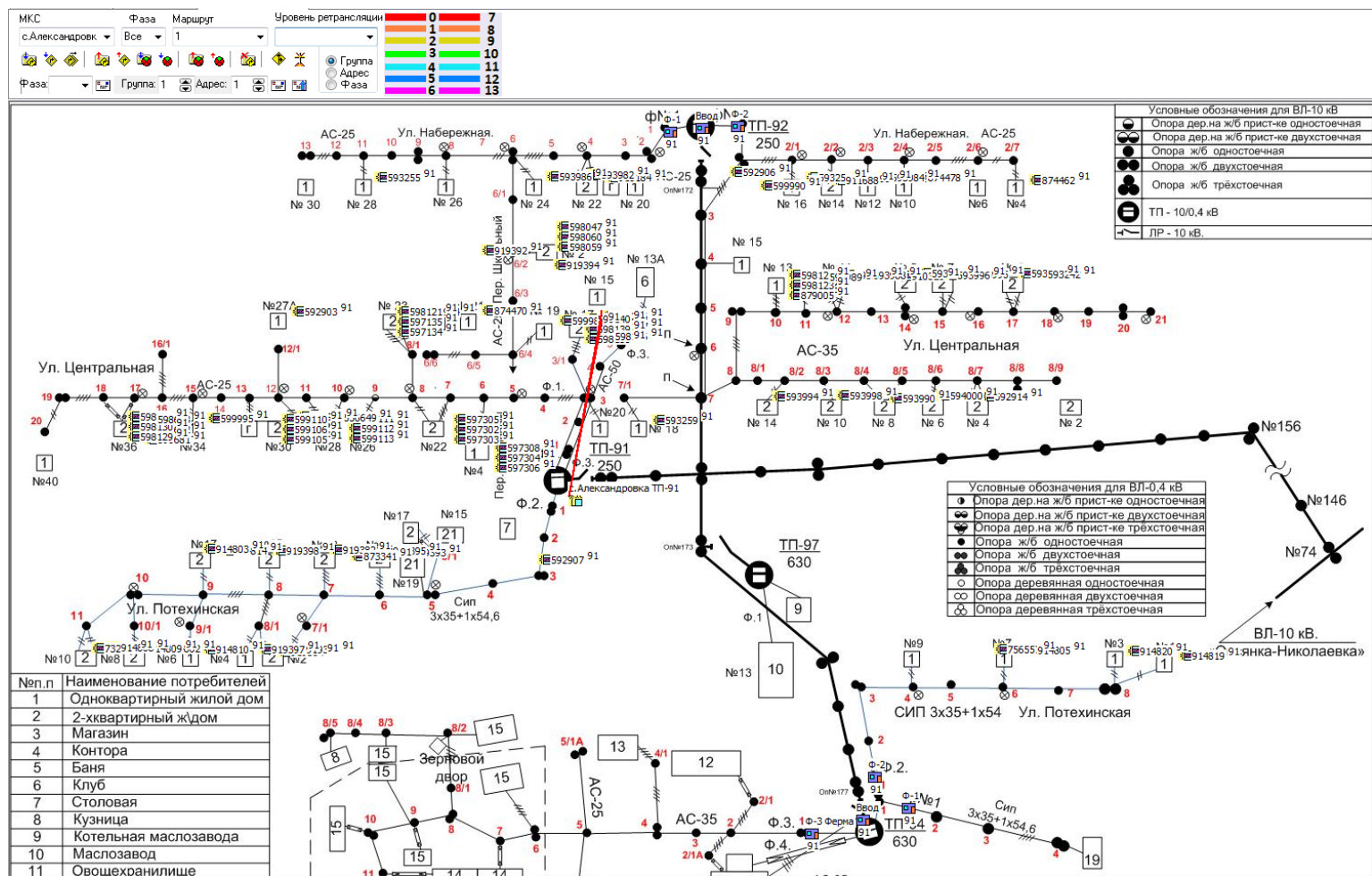
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Показатели изменения небалансов ЭЭ по фидерам Зейского РЭС структурного подразделения «Северные электрические сети» филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» за 2017 – 2018 гг.

ПС УЛАК	ф №1	2424	2388	-36	2102	1 958	-144	145	267	123	178	163	-15	322	430	108
ПС Исток	ф №16	1282	0	-1282	1027	1 137	110	20	-1137	-1157	235	0	-235	255	-1137	-1392
ПС Исток	ф №15 Уткинский (ПС	6622	6259	-363	3155	3 679	524	2248	984	-1264	1219	1 596	377	3467	2580	-887
ПС Исток	ф №14	3467	949	-2518	2618	2 518	-100	474	-1703	-2177	374	133	-241	848	-1569	-2418
ПС Исток	ф № 3 Мухинский	15400	9615	-5785	6964	7 586	622	6083	481	-5602	2353	1 548	-805	8436	2029	-6407
ПС Исток	ф № 1	1081	0	-1081	314	381	67	673	-381	-1055	94	0	-94	767	-381	-1149
ПС Базовая	ф №12	1069	937	-132	626	622	-4	402	277	-125	41	38	-2	443	315	-128
ПС Базовая	ф №5	1748	1749	2	1217	1 224	6	446	447	2	85	78	-6	530	526	-5
ПС Базовая	ф №6	395	367	-28	367	334	-33	18	24	5	9	9	0	28	33	5
ПС Базовая	ф №7	1089	520	-569	1059	473	-586	-28	10	37	58	38	-20	30	47	18
ПС Базовая	ф №11	3289	3375	86	2784	2 926	142	335	292	-43	170	157	-13	506	450	-56
ПС Речная	ф №5 Мухинский	11786	10582	-1204	5441	5 311	-130	3542	3663	120	2803	1 608	-1195	6345	5271	-1074
ПС Речная	ф №7 Уткинский	11611	9062	-2548	5654	6 124	471	4058	1918	-2141	1899	1 020	-878	5957	2938	-3019
ПС Речная	ф №8+ХН Сбыт	2623	2630	7	2284	2 319	35	165	238	73	174	73	-101	339	311	-28
ПС Протока	ф №6 СХТ	533	578	45	252	416	164	255	136	-119	26	26	0	281	162	-119
ПС Протока	ф №25	1845	3189	1344	566	524	-42	651	1626	975	628	1 039	411	1278	2665	1386
ПС Октябрьска	ф № 3	307	255	-52	105	113	8	136	90	-46	66	52	-14	202	142	-60
ПС Октябрьска	ф №4	4791	4271	-521	2203	2 137	-66	1417	1172	-245	1171	961	-210	2588	2134	-455
Итого:		128363	111424	-16940	82742	81766	-975	28088	15581	-12507	17534	14076	-3457	45622	29657	-15964

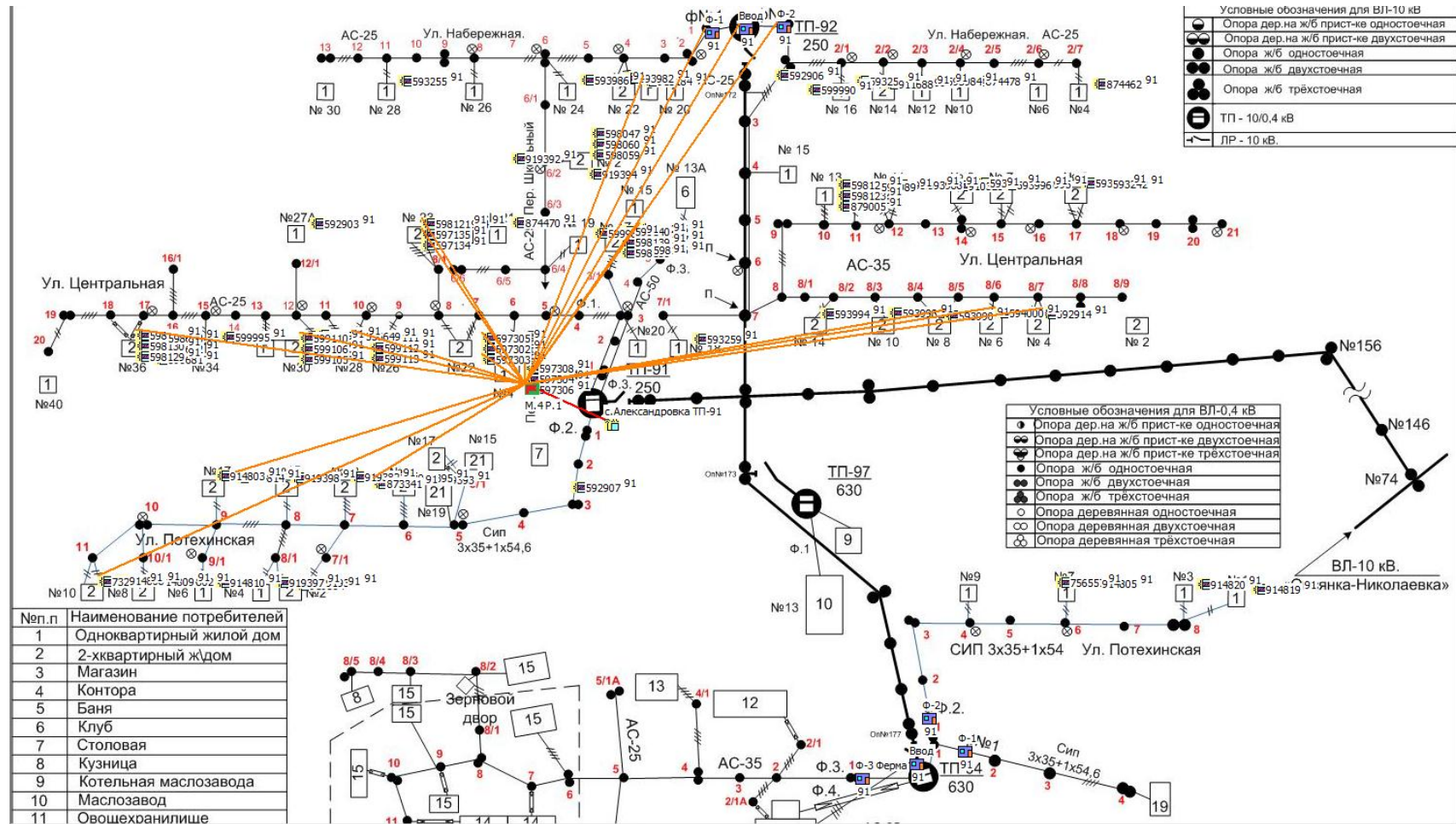
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150
п. Александровка Зейского района



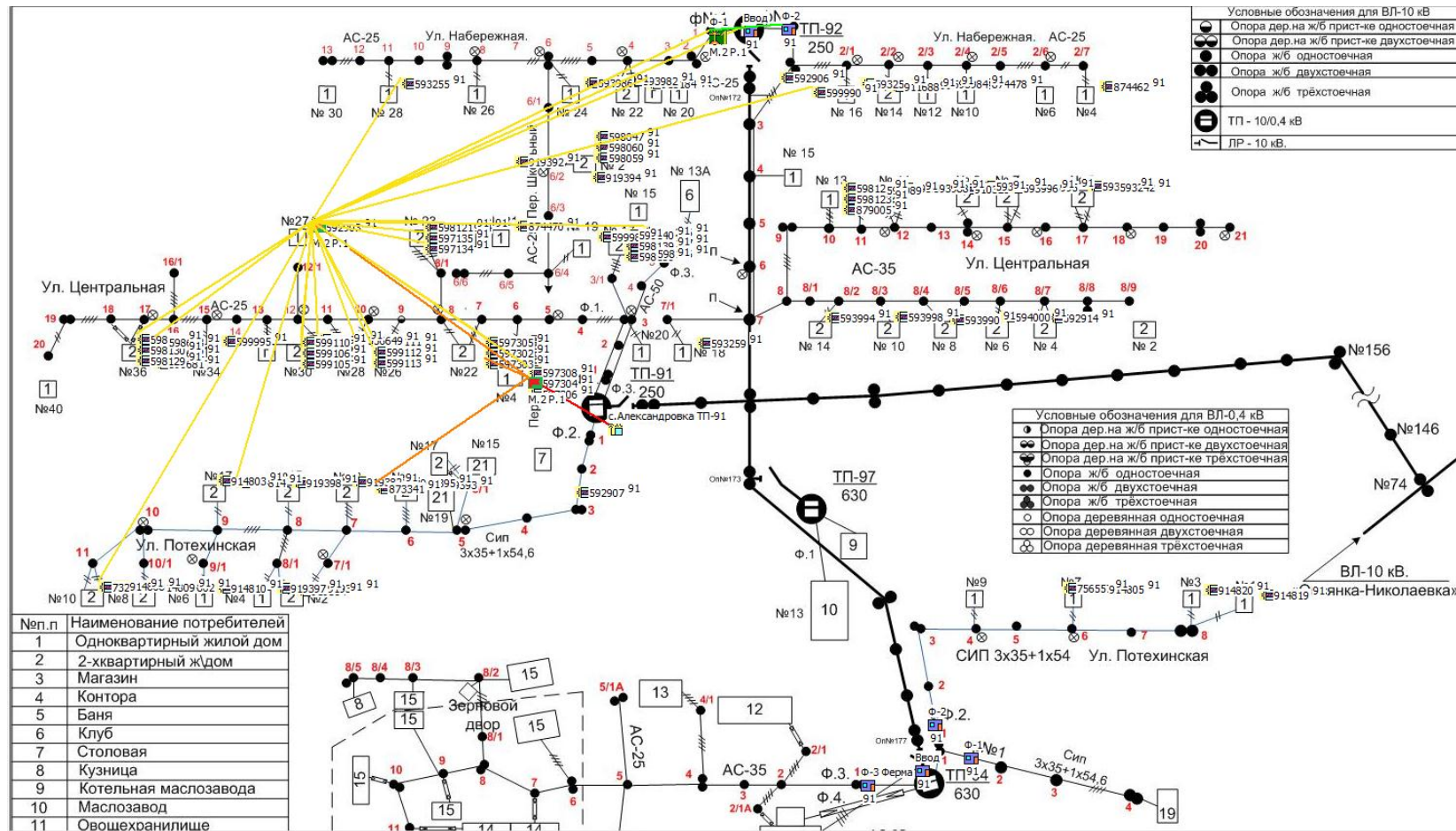
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150
п. Александровка Зейского района



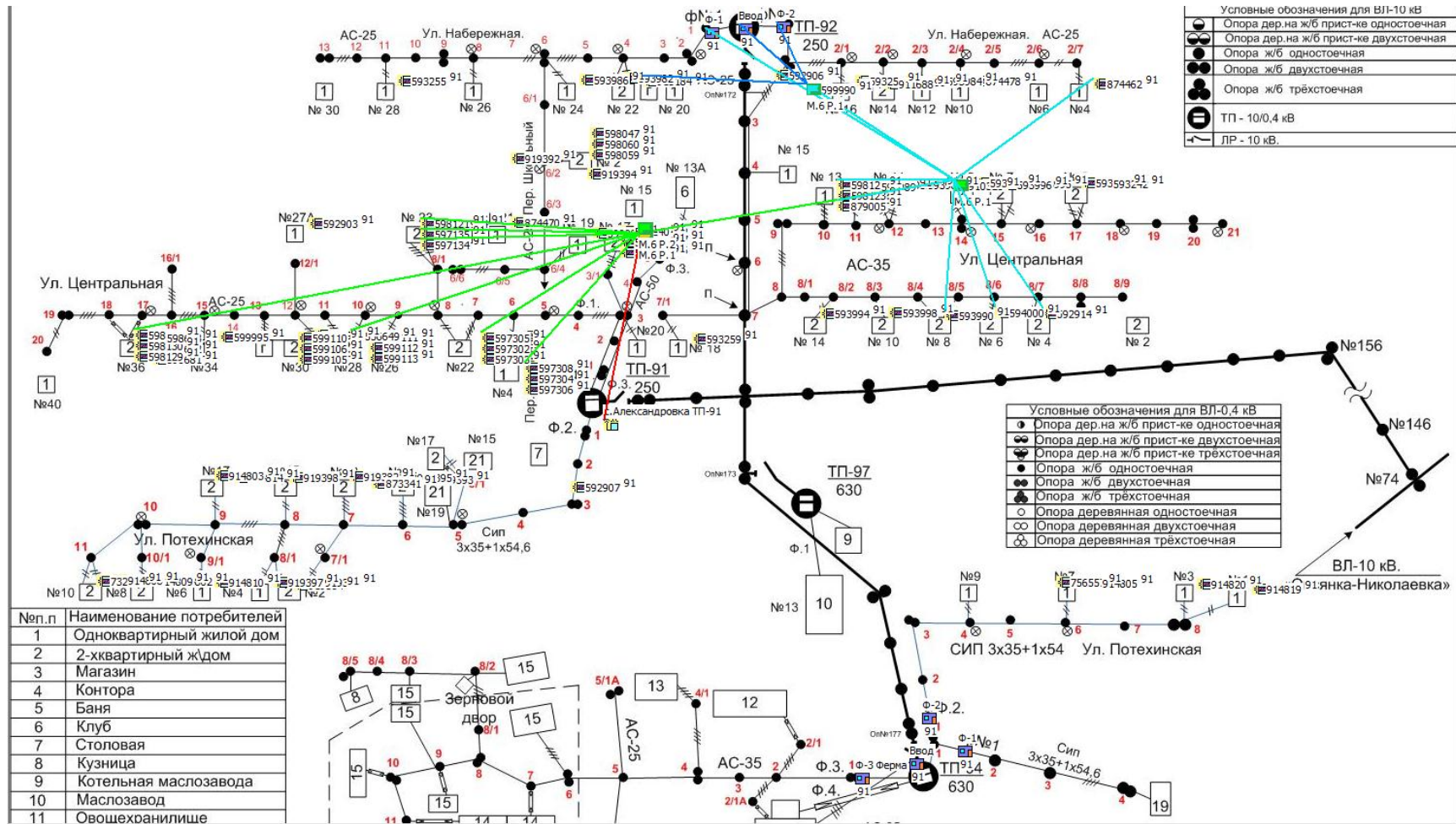
Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150
п. Александровка Зейского района



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150
п. Александровка Зейского района



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Графическое изображение маршрутов и уровней ретрансляции в ПК «Конфигуратор» системы РМС 2150
п. Александровка Зейского района

