

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) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения

Исполнитель

студент группы 042 – ом

(подпись, дата)

А.А. Шульгина

Руководитель

докт.техн.наук, профессор

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2022

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

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
подпись И.О.Фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Шульгиной Анны Анатольевны
1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения

(утверждено приказом от 17.05.2022 № 1007-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: нормативно-правовые документы, аналитические и статистические данные, материалы преддипломной практики
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1 Современное состояние проблемы потерь электрической энергии. 2 Структурный анализ электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения. 3 Анализ режимной ситуации электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения. 4 Повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Фактические потери электроэнергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) _____
7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, зав. кафедрой, докт.техн. наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская работа содержит 151 с., 42 рисунка, 50 таблиц, 78 источников, 1 приложение.

ТОЧНОСТЬ, УЧЕТ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ЗЕЙСКИЙ РАЙОН, АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ, ЗОЛОТОРУДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, СНИЖЕНИЕ, ПОТЕРИ

В работе представлено исследование, посвящённое повышению точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения. Обозначены основные энергетические объекты, участвующие в процессе деятельности золоторудных месторождений Зейского района Амурской области. Произведен анализ электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, благодаря структуре и схемно-режимной ситуации. По результату анализа схемно-режимной ситуации определены узлы (ПС) и ветви (ВЛ), работающие не эффективно, уточнены причины неэффективной работы и разработаны мероприятия по их устранению, а именно повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, как способ снижения уровня потерь электрической энергии.

Цель работы: снижение уровня потерь электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

Основу исследования составляет теоретический и статистический анализ.

При написании работы в качестве источников использованы данные, полученный во время прохождения практики, а также нормативно-правовые документы системы Гарант и интернет-источники.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Современное состояние проблемы учета электрической энергии	12
1.1 Организация учета электрической энергии	12
1.1.1 Коммерческий учет электрической энергии	14
1.1.2 Технический учет электрической энергии	19
1.1.3 Структура потерь электроэнергии	20
1.1.4 Основные причины потерь электроэнергии	21
1.2 Технические средства учета электрической энергии	24
1.3 Сравнительный анализ систем учета электроэнергии	26
1.3.1 Анализ традиционных и интеллектуальных систем учета электроэнергии	26
1.3.2 Анализ реализации автоматизированных систем учета электроэнергии	27
1.3.3 Анализ программного обеспечения систем учета электроэнергии	29
1.4 Выводы	42
2 Структурный анализ электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения	44
2.1 Общая характеристика золоторудных месторождений	45
2.1.1 Характеристика района золоторудных месторождений	45
2.1.2 Характеристика золоторудных месторождений	47
2.2 Система электроснабжения золоторудных месторождений	49
2.2.1 Внешнее электроснабжение золоторудных месторождений	49
2.2.2 Внутреннее электроснабжение золоторудных месторождений	55
2.3 Построение иерархической структуры электрических сетей, питающих золоторудные месторождения	84
2.4 Выделение и структурный анализ источника питания электрических	

сетей, питающих золоторудные месторождения	85
2.5 Структурный анализ электрических сетей золоторудных месторождений	87
2.6 Структурный анализ подстанций в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	88
2.7 Структурный анализ линий электропередач в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	97
2.8 Выделение по классам напряжения в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	98
2.9 Организация системы учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	99
2.9.1 Характеристика элементов системы учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	99
2.9.2 Сбор данных электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	108
2.9.3 Влияние факторов на учет электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	108
2.9.4 Технологические связи учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	111
2.9.5 Направления повышения точности учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	112
2.10 Выводы	113
3 Анализ режимной ситуации электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения	115
3.1 Загрузка трансформаторов на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	115
3.2 Отклонение напряжения на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	117
3.3 Токовая нагрузка линий электропередач в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	118

3.4 Компенсация реактивной мощности в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	123
3.5 Анализ показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	124
3.6 Выводы	126
4 Повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения	127
4.1 Характеристика технических средств при повышении точности учета электрической энергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	127
4.1.1 Технические средства для подстанций и распределительных устройств в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	128
4.1.2 Технические средства для остального электрооборудования в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	130
4.1.3 Технические средства для программного обеспечения в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	134
4.2 Предполагаемый экономический эффект при повышении точности учета электрической энергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения	135
Заключение	138
Библиографический список	140
Приложение	151

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСУЭ – автоматизированные системы учета электроэнергии;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- ИП – источник питания;
- КРУПЭ – комплектное распределительное устройство для передвижных электростанций;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ПО – программное обеспечение;
- ППВ – переключательный пункт высоковольтный;
- ПС – подстанция;
- ПУ – прибор учета;
- РП – распределительных пункт;
- РПН – регулировка под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- СК – сетевая компания;
- СН – среднее напряжение;
- ТР – трансформатор силовой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
- ТЭР – топливно-энергетический ресурс;
- ЭЭ – электрическая энергия;
- ЯВП – ячейка высоковольтная приключательная;
- ЯКНО – ячейка карьерная наружной установки отдельно стоящая.

ВВЕДЕНИЕ

В процессе энергоснабжения потребителей неизбежно возникают потери электроэнергии. Их величина определяет эффективность работы энергосетей и в значительной мере оказывает влияние на тарифы. Учитывая постоянно возрастающую стоимость энергоресурсов, учет потерь электроэнергии и их минимизация представляют собой одну из основных задач для энергоснабжающих организаций и потребителей.

На сегодняшний день не существует масштабной федеральной программы по контролю и снижению потерь энергоресурсов. Это связано с тем, что огромное количество потребителей электроэнергии используют приборы учета электроэнергии, разработанные значительное время назад, что влияет на точность показаний, так как современные электроприборы рассчитаны на более высокий класс точности. Еще одной проблемой недоучета электроэнергии является сбор информации, т. к. у большинства потребителей он основан на самостоятельном снятии показаний прибора учета электроэнергии. Это приводит к неточностям в расчетах, недостоверности счетов в потреблении.

Исходя из выше сказанного тема исследования представляется актуальной в настоящее время. Основным и наиболее перспективным решением проблемы учета электроэнергии является повышение его точности, благодаря этому происходит улучшение и контроль качества электрической энергии, что влияет на надежность всей сети.

Цель работы: снижение уровня потерь электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- оценить современное состояние проблемы учета электрической энергии;

- рассмотреть организацию учета электрической энергии, включая структуру, причины потерь электроэнергии;
- проанализировать технические средства для реализации учета электрической энергии;
- проанализировать системы учета электроэнергии;
- провести анализ схемно-режимной ситуации для выявления очагов потерь электроэнергии в электрической сети;
- использовать повышение точности учета электроэнергии для снижения уровня потерь электрической энергии.

Задачи, поставленные при выполнении работы будут решены с использованием следующих программ:

- Microsoft Office Excel – программа для работы с электронными таблицами, предоставляющая возможности экономико-статистических расчетов, графические инструменты;
- Microsoft Office Visio – программа для создания всевозможных видов схем (блок-схемы, органиграммы, планы зданий и этажей, диаграммы и др.).
- Microsoft Office Word – текстовая программа, предназначенная для создания, просмотра, редактирования и форматирования текстов статей, деловых бумаг, а также иных документов, с локальным применением простейших форм таблично-матричных алгоритмов;
- ПО «Пирамида 2.0» использовалось как средство сбора данных с приборов учета электрической энергии;
- ПВК «RastrWin3» необходимо для анализа режимной ситуации электрических сетей.

Объектом исследования являются электрические сети 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающие золоторудные месторождения.

Предметом исследования является учет электрической энергии.

Научная новизна работы заключается в формировании нового построения интеллектуального учета электрической энергии в электрических сетях

110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

Основные методы исследования, используемые в работе: теоретический анализ, анализ статистических данных.

Практическая значимость заключается в снижении значительного уровня потерь электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, путем повышения точности учета электрической энергии.

В первом разделе рассматривается современное состояние проблемы учета электрической энергии.

Во втором разделе проводится структурный анализ электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

В третьем разделе представлен анализ режимной ситуации электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

В четвертом разделе выполнено повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

При написании работы в качестве источников использованы данные, полученные во время прохождения практики, а также нормативно-правовые документы системы Гарант и интернет-источники.

По теме магистерского исследования было опубликовано несколько работ в различных изданиях:

– Снижение потерь электроэнергии путем внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии на примере электрической сети Зейского района 110/35/6 кВ, питающей золоторудные месторождения, Издательство АмГУ, 2020 год;

– Способы и средства снижения потерь электрической энергии в сети 110/35/6 кВ, питающей золоторудные месторождения, Издательство АмГУ, 2021 год;

– Управление уровнем потерь электроэнергии в электрической сети 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающей золоторудные месторождения, Актуальные научные исследования в современном мире, выпуск 12 (80) часть 9, декабрь 2021 год.

Так же были представлены работы для участия в конференциях по теме магистерского исследования:

– День науки – 2020, «Снижение потерь электроэнергии путем внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии на примере электрической сети Зейского района 110/35/6 кВ, питающей золоторудные месторождения»;

– Конкурс от филиала ПАО «РусГидро» - «Бурейская ГЭС» 2020 г., «Снижение потерь электроэнергии путем внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии на примере электрической сети Зейского района 110/35/6 кВ, питающей золоторудные месторождения»;

– День науки – 2021, «Способы и средства снижения потерь электрической энергии в сети 110/35/6 кВ, питающая золоторудные месторождения»;

– Международная научная конференция «Актуальные научные исследования в современном мире» – 2021, «Управление уровнем потерь электроэнергии в электрической сети 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающей золоторудные месторождения».

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Оценка современного состояния проблемы учета электрической энергии сложный и комплексный процесс. Вследствие актуальности темы исследовательской работы, необходимо рассмотреть проблему учета электроэнергии в различных источниках, используя: нормативно-правовые документы, научные публикации, научную литературу и т. д; опираясь при этом на: организацию учета электрической энергии, технические средства для реализации учета электрической энергии и системы учета электроэнергии.

Для начала необходимо определиться с основными понятиями, входящими в организацию учета электроэнергии.

Прибор учета электрической энергии – это совокупность устройств, осуществляющих измерение и учет электроэнергии.

Счетчик электрической энергии – это электроизмерительный прибор, предназначенный для учета потребленной электроэнергии.

Учета электрической энергии подразделяется на несколько видов:

- коммерческий;
- технический.

Техническим (контрольным) учетом электроэнергии называется учет для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п. [55].

Коммерческий учет электроэнергии определяет измерение объемов электроэнергии и значений электрической мощности, сбор, обработку данных измерений [46].

1.1 Организация учета электрической энергии

Определение путей снижения потерь электроэнергии зависит от процесса организации учета электрической энергии.

Существуют определенные требования по организации учета электроэнергии. Рассматриваются требования как активной, так и реактивной энергии.

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- 1) выработанной генераторами электростанций;
- 2) потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;
- 3) отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;
- 4) переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- 5) отпущенной потребителям из электрической сети [55].

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;
- составления балансов электроэнергии для расчетных подразделений энергосистемы;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии [55].

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае, если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств [55].

Установка счетчиков, так же регламентируется правилами, в зависимости от принадлежности. Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (балансовой принадлежности) [55].

Счетчики активной электроэнергии на ПС, принадлежащей потребителю, должны устанавливаться:

- 1) на вводе (приемном конце) ЛЭП в ПС потребителя при отсутствии электрической связи с другой ПС энергосистемы или другого потребителя на питающем напряжении;

2) на стороне ВН трансформаторов ПС потребителя при наличии электрической связи с другой ПС энергосистемы или наличии другого потребителя на питающем напряжении [55].

Допускается установка счетчиков на стороне НН трансформаторов в случаях, когда ТТ, выбранные по току КЗ или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета электроэнергии [55].

В случае, когда установка дополнительных комплектов ТТ со стороны НН силовых трансформаторов для включения расчетных счетчиков невозможна (КРУН), допускается организация учета на отходящих линиях 6-10 кВ [55].

Для предприятия, рассчитывающегося с электроснабжающей организацией по максимуму заявленной мощности, следует предусматривать установку счетчика с указателем максимума нагрузки при наличии одного пункта учета, при наличии двух или более пунктов учета - применение автоматизированной системы учета электроэнергии [55].

3) на стороне СН напряжений трансформаторов, если на стороне ВН применение измерительных трансформаторов не требуется для других целей;

4) на трансформаторах СН, если электроэнергия, отпущенная на собственные нужды, не учитывается другими счетчиками; при этом счетчики рекомендуются устанавливать со стороны НН;

5) на границе раздела основного потребителя и постороннего потребителя (субабонента), если от линии или трансформаторов потребителей питается еще посторонний потребитель, находящийся на самостоятельном балансе [55].

1.1.1 Коммерческий учет электрической энергии

К каждому установленному счетчику предъявляются определенные требования, согласно [55], счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу энергоснабжающей организации [55]. 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 [55].

Класс точности прибора указывает на уровень погрешности измерений прибора. Неточность учета влечет за собой потери электрической энергии, которые возникают из-за погрешностей в измерительных комплексах системы учета, состоящих из трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН), приборов учета (ПУ). Погрешности измерительных комплексов определяются по формуле 1:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_c^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\Phi\Sigma}^2} \quad (1)$$

где $\delta_I, \delta_U, \delta_L$ – относительные погрешности ТТ, ТН, ПУ;

δ_L – потеря напряжения во вторичной цепи ТН;

δ_θ – относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН;

$\delta_{\Phi\Sigma}$ – суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и т.п. от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего классу точности);

1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности, и другие причины.

Величина погрешности измерительного комплекса определяет не фактическую, а допустимую погрешность. При её определении относительные погрешности приборов учета электроэнергии приравниваются к классу их точности по паспортным данным. Величина δ и знак \pm указывают на определение случайной погрешности при систематической погрешности, а следовательно, и недоучет электроэнергии.

В зависимости от потребителей к приборам учета электроэнергии предъявляются определенные требования, регламентируемые в таблице 1 [46].

Таблица 1 – Требования к приборам коммерческого учета электроэнергии

Потребитель	Напряжение, кВ	Подключение	Условие	Класс точности
Юридическое лицо	0,4	новое	при замене вышедшего из строя после истечения установленного межповерочного интервала	1,0 и выше
Юридическое лицо	0,4	существующее	до выхода из строя, истечения межповерочного интервала	2,0 и выше
Юридическое лицо (≤ 670 кВт)	35 и ниже	новое	при замене вышедшего из строя после истечения установленного межповерочного интервала	1,0 и выше
Юридическое лицо (≤ 670 кВт)	35 и ниже	существующее	до выхода из строя, истечения межповерочного интервала	2,0 и выше
Юридическое лицо (≤ 670 кВт)	110 и выше	новое	при замене вышедшего из строя после истечения установленного межповерочного интервала	0,5 и выше
Юридическое лицо (≤ 670 кВт)	110 и выше	существующее	до выхода из строя, истечения межповерочного интервала	1,0 и выше

Основные нормативно-правовые документы, которым подчиняется коммерческий учет, делятся на несколько видов:

- Стратегические документы [41, 45];
- Руководящие документы [21, 42, 43, 49, 51, 54];
- Федеральные законы [39, 40, 44, 50].

Основным направлением главного стратегического документа РФ в рассматриваемой области является осуществление стратегии масштабного энергосбережения, реализация программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности [45]. На уровне Дальнего Востока ключевым является проведение государственной политики энергосбережения и повышения энергетической эффективности, создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности [41].

Инструкция определяет методы анализа и нормирования потерь электроэнергии, допустимые и нормативные небалансы электроэнергии на объектах, мероприятия по снижению потерь, предлагает рекомендации по стимулированию персонала к внедрению мероприятий, даны расчетные формулы для систематической и случайной составляющей небаланса электроэнергии и инструментальной погрешности; формулы потерь холостого хода [21].

Приказ устанавливает порядок определения потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям на основании сравнения с техническими характеристиками ВЛ и КЛ и различного электрооборудования. Определены расчетные формулы для нахождения предельного уровня потерь и их норматива, величины условно-постоянных потерь [49].

Инструкция указывает на работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии и их снижения в сетях организаций, осуществляющих передачу электроэнергии. Также указаны структура технологических потерь электроэнергии, принципы нормирования технологических потерь и методика их расчета. Достаточно подробно дан порядок расчета потерь, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета электроэнергии и формулы для определения абсолютных потерь и погрешности измерений активной энергии [49].

В приказе министерства приводятся организационные работы по расчету нормативов технологических потерь, общие принципы нормирования, расчетные формулы для определения различных видов технологических потерь (нагрузочных потерь электроэнергии, потерь, обусловленных погрешностями систем учета) и их методики [51].

В источнике [50] заданы значения соотношения потребляемой активной и реактивной мощности с напряжением 110 кВ, если заданы:

- предельные значения соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства сетевой организации,

- максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети,

- минимальное значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети,

- диапазоны допустимых значений коэффициента реактивной мощности, применяемые в регулировании реактивной мощности, выполняемой для нормальной и ремонтной схем, на основании заданных предельных значений соотношения активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации [50].

В связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) приняты нормативно-правовые акты в целях развития интеллектуального учета электрической энергии [40]:

- а) по вопросу передачи установленных застройщиком приборов учета электроэнергии гарантирующим поставщикам;

- б) о порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электроэнергии (мощности);

- в) по вопросам совершенствования организации учета [40].

1.1.2 Технический учет электрической энергии

Требования, предъявляемые к техническому учету электроэнергии, определяются в [55] как для активной, так и реактивной энергии (мощности).

Счетчики активной электроэнергии для технического учета следует устанавливать на ПС напряжением 35 кВ и выше энергосистем:

- на сторонах СН и НН силовых трансформаторов;
- на каждой отходящей ЛЭП 6 кВ и выше, находящейся на балансе энергосистемы [55].

Счетчики реактивной электроэнергии для технического учета следует устанавливать на сторонах СН и НН силовых трансформаторов подстанций 35 кВ и выше энергосистем [55].

На предприятиях следует предусматривать техническую возможность установки (в условиях эксплуатации) стационарных или применения инвентарных переносных счетчиков для контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами, для определения расхода электроэнергии на единицу продукции [55]. Допускается установка счетчиков технического учета на вводе предприятия, если расчетный учет с этим предприятием ведется по счетчикам, установленным на ПС энергосистем [55]. На установку и снятие счетчиков технического учета на предприятиях разрешения энергоснабжающей организации не требуется. Приборы технического учета на предприятиях (счетчики ТТ, и ТН) должны находиться в ведении самих потребителей и должны удовлетворять требованиям, описанным выше. Классы точности счетчиков технического учета электроэнергии определены в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков технического учета электроэнергии

Объект	Класс точности
1	2
ЛЭП 220 кВ и выше с двусторонним питанием	1,0
прочие	2,0

Повышение точности учета электрической энергии является составной частью потерь, т. к. существует определенное влияние точности учета со структурой потерь электроэнергии.

1.1.3 Структура потерь электроэнергии

Все потери электрической энергии согласно [1] условно разделяют на технологические и коммерческие. Структура потерь электроэнергии показана на рисунке 1.

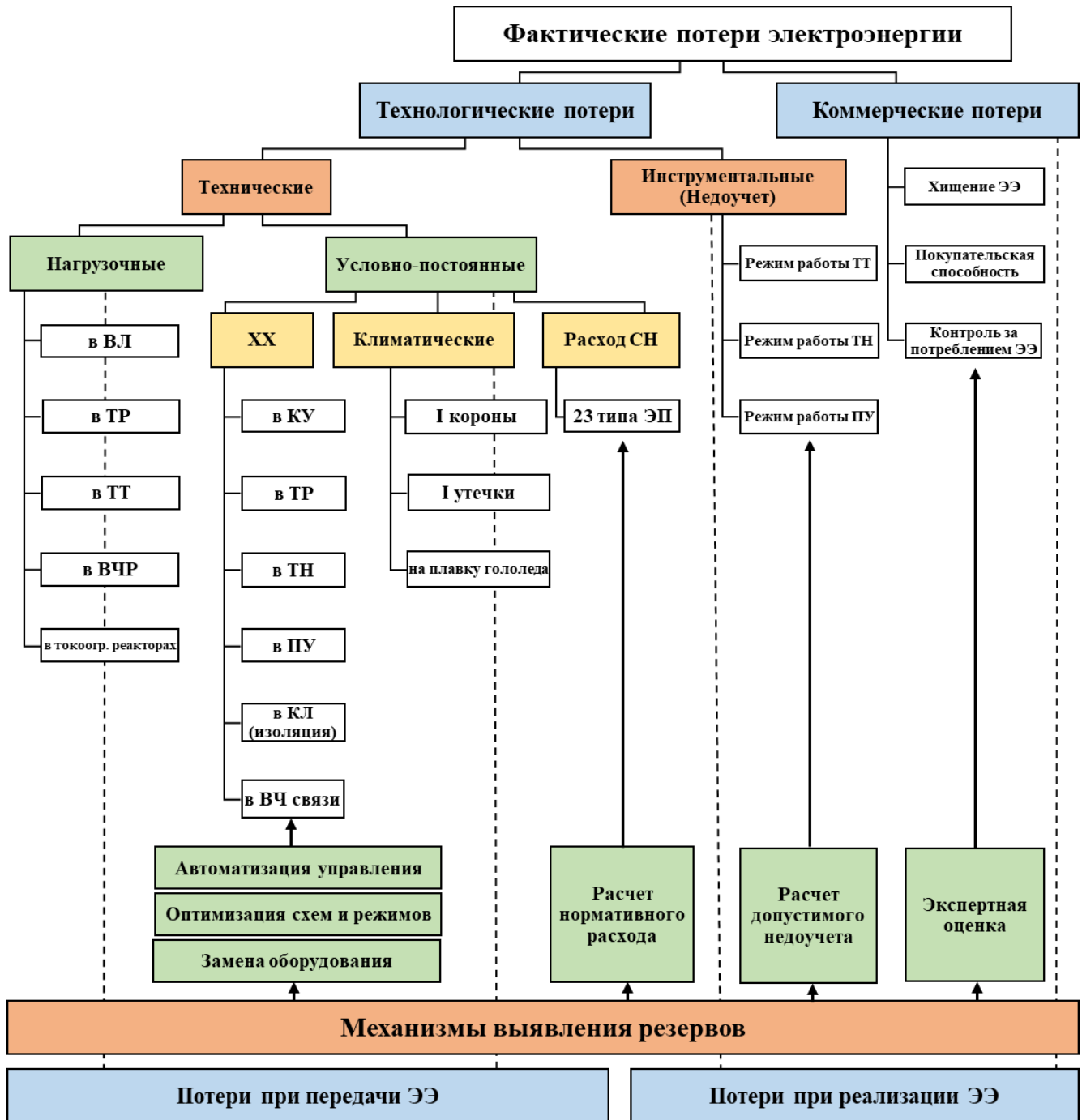


Рисунок 1 – Структура потерь электроэнергии

Технологические потери возникают в связи с тем, что в процессе передачи электроэнергии определенная ее часть преобразуется в тепловую энергию.

Также в технологические потери входит расход электроэнергии на собственные нужды энергооборудования, поэтому устранить технологические потери полностью невозможно. Уменьшение потерь электроэнергии возможно путем совершенствования технологических процессов и модернизации энергооборудования.

Коммерческие потери возникают в результате оборота электроэнергии на рынке как товара. Основная их часть связана с безучетным потреблением, поэтому оплату невозможно предъявить потребителю. Чтобы найти коммерческие потери необходимо из фактических потерь вычесть технологические потери ЭЭ, но они никак не возмещаются и идут в убыток энергопоставщика или потребителей.

1.1.4 Основные причины потерь электроэнергии

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

- погрешности определения отпуска электроэнергии (ЭЭ) в сеть и полезного отпуска потребителям;
- несанкционированное потребление электроэнергии (безучетное);
- погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

Инструментальные потери (погрешности) зависят от фактических технических характеристик приборов учета электроэнергии и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно-техническими документами, влияют на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь [44].

Основные причины инструментальных потерь:

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- низкий коэффициент мощности ($\cos \varphi$) измеряемой нагрузки;
- влияние на счетчик ЭЭ магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
- отклонения от допустимого температурного режима работы;

- несимметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях;

- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии;
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ;
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков [44].

На результат измерений влияют факторы контроля состояния приборов:

- сверхнормативные сроки службы;
- неисправность;
- ошибки при монтаже (неправильные схемы подключения, установка ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения) [44].

Погрешности определения величин отпуска ЭЭ в сеть и полезного отпуска потребителям:

- искажение данных о фактических показаниях счетчиков ЭЭ (ошибки при снятии показаний, передачи данных, неправильный ввод в электронные базы данных и т.п.);

- несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным (неточное внесение информации в электронные базы данных, их несвоевременная актуализация и т.п., не составление актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации ТН и ТТ);

- неурегулированные договорные условия в области электроснабжения и оказания услуг по передаче электроэнергии в отношении состава точек поставки, приборов учета и применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности;

- неодновременность снятия показаний приборов учета ЭЭ у потребителей и по точкам поступления в сеть;

- несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи;

- установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электроэнергии в элементах сети от границы балансовой принадлежности до точки измерения;
- определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности;
- «безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной ЭЭ по установленной мощности электроприемников и с применением других нормативно-расчетных методик;
- наличие бесхозяйных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей;
- применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета [44].

К несанкционированному электропотреблению относят «хищения» электроэнергии, включающие в себя несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников мимо электросчетчика, вмешательство в работу приборов учета, действия с целью понижения показаний и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправности приборов учета.

Несанкционированное электропотребление составляет большую часть коммерческих потерь, особенно в электрических сетях напряжением 0,4 кВ [2]. Возможными способами хищений ЭЭ в основном занимаются бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями [2].

Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, неполнотой и недостоверностью информации. Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. Реальные технические параметры элементов электрической сети имеют отклонения от справочных и

паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительной эксплуатацией и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии.

1.2 Технические средства учета электрической энергии

Технические средства учета электрической энергии – это измерительные комплексы системы учета, состоящие из:

- трансформаторов тока (ТТ),
- трансформаторов напряжения (ТН),
- счетчики электрической энергии.

Измерительный трансформатор тока – это устройство, предназначенное для преобразования тока до требуемых значений и для питания измерительных приборов и устройств РЗА.

Трансформаторы напряжения – это устройство, предназначенное для преобразования напряжения до требуемых значений и для отделения цепей измерения и РЗА от первичных цепей высокого напряжения.

Основные параметры измерительных трансформаторов тока:

- номинальное напряжение;
- наибольшее рабочее напряжение;
- номинальный первичный ток;
- номинальный рабочий первичный ток;
- наибольший рабочий первичный ток;
- номинальный вторичный ток;
- номинальный вторичный коэффициент трансформации вторичных обмоток;
- номинальный коэффициент безопасности приборов вторичной обмотки для измерения;

- класс точности;
- номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты;
- номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности 1 или 0,8;
- номинальная частота напряжения сети [15].

Основные параметры измерительных трансформаторов напряжения:

- номинальное напряжение первичной обмотки;
- номинальное напряжение вторичной обмотки;
- номинальная мощность вторичной обмотки;
- предельная мощность;
- класс точности;
- номинальная частота напряжения сети [15].

Требования, предъявляемые к ТТ для коммерческого учета:

- класс точности для присоединения должен быть не более 0,5.
- нагрузка вторичных обмоток, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений;
- использование промежуточных ТТ запрещается;
- установка после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности;
- выводы вторичной обмотки должны быть заземлены;
- выводы вторичной обмотки должны быть опломбированы;
- должна быть действующая поверка [55].

Требования, предъявляемые к ТН для коммерческого учета:

- допускается использование ТН класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0;
- допускается применение однофазных и трехфазных ТН для питания цепей счетчиков;
- выводы вторичной обмотки должны быть заземлены;
- выводы вторичной обмотки должны быть опломбированы;
- должна быть действующая поверка [55].

Требования, предъявляемые к ТТ для технического учета:

- допускается использование ТТ класса точности 1,0;
- допускается использование встроенных ТТ класса точности ниже 1,0, если требуется установка дополнительных комплектов ТТ;

Требования, предъявляемые к ТН для технического учета:

- ТН могут иметь класс точности ниже 1,0 [55].
- потери напряжения от ТН до счетчиков не более 1,5 % номинального напряжения.

ТТ и ТН для учета электроэнергии должны соответствовать требованиям [15, 17]. ТТ и ТН для коммерческого учета электроэнергии должны быть внесены в гос. реестр средств измерений и иметь свидетельства поверки.

1.3 Сравнительный анализ систем учета электроэнергии

В последнее время осуществляется переход к использованию в управлении электроэнергетикой новых информационных технологий и аппаратно-программных средств, исходя из этого необходимо рассмотреть системы учета электрической энергии.

1.3.1 Анализ традиционных и интеллектуальных систем учета

Системы учета электрической энергии в настоящее время разделяются на традиционные и интеллектуальные.

1) Традиционные системы учета электроэнергии используются строго по прямому назначению, ограничены по своим функциям, чаще всего учитывают активную и/или реактивную энергию, но возможно дополнительно ведение профиля нагрузки, журналов событий.

2) Интеллектуальные системы учета электроэнергии гораздо шире по своим функциям в отличие от традиционных. Включают основные функции:

- передача показаний и измерений приборов учета ЭЭ;
- передача различных параметров электрической сети;
- передача различной справочной информации;
- передача архива данных;
- передача сигналов о недостоверных данных (вскрытие пломб, клемной крышки ПУ, отключение ПУ, повторное включение ПУ).

- управление нагрузкой с возможностью дистанционного отключения потребителей;

- программирование лимитов мощности с функцией автоматического отключения при превышении;

- программирование тарифных расписаний.

Таким образом сравнивая традиционные и интеллектуальные ПУ, преимуществ у вторых гораздо больше:

- охватывают гораздо больший объем функций,

- обеспечивают полноту сбора данных,

- связь потребителя и поставщика электроэнергии,

- дистанционное управление электроснабжением потребителя,

- снижение недостоверности данных,

- множество других положительных моментов, вытекающих из заложенных функций конкретного ПУ.

1.3.2 Анализ реализации автоматизированных систем учета ЭЭ

Основным способом снижения потерь электроэнергии является перевод системы учета на интеллектуальный. Больше всего положительный эффект оказывает внедрение автоматизированного учета, реализующейся различными техническими способами.

Существует несколько способов реализации АСУЭ.

1) Оптический порт:

- ПУ не объединены между собой;

- нет связи между ПУ и центром сбора данных;

- опрос производится сборщиком (оператором) через ПО на ПК.

На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную базу данных (БД). Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент

приема файлов заданий на опрос счетчиков. Экономия средств достигается, если центром сбора данных будет переносной компьютер.

Недостатки: большая трудоемкость сбора данных, невозможность использования в системе индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом.

2) Преобразователь интерфейсов, модем:

- ПУ объединены общей шиной RS;
- нет постоянной связи между ПУ и центром сбора данных;
- опрос несколько раз в месяц на ПК.

На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Выделенный компьютер для центра сбора данных может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер.

3) Локальный центр сбора и обработки данных:

- ПУ связаны с центром сбора данных каналами связи;
- опрос происходит по заданному расписанию;
- информация с ПУ сохраняется в базе данных;
- сбор данных происходит периодически с заданными интервалами.

Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение базы данных.

4) Многоуровневое АСУЭ:

- ПУ связаны с центром сбора данных 1 уровня прямыми каналами связи;
- ПУ опрашивается по заданным расписаниям опроса;
- на первом уровне записывается информация с ПУ в базу данных центров сбора данных и происходит обработка данных;

– на втором уровне осуществляется дополнительное структурирование информации, запись ее в базу данных центров сбора данных.

Центры сбора данных 1-го уровня связаны с центрами сбора данных 2-го уровня каналами связи. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением по локальной сети. Сервер сбора данных центра сбора данных 2-го уровня автоматически запрашивает необходимую информацию из БД центров сбора данных 1-го уровня в соответствии с установленным расписанием.

Таким образом, рассмотрев и проанализировав техническую реализацию автоматизированных систем учета, учитывая все особенности и исполнения каждого из представленных способов, наиболее удобной и не затратной по времени является многоуровневая АСУЭ.

1.3.3 Анализ программного обеспечения систем учета электроэнергии

Для оценки современного состояния проблемы потерь электроэнергии необходимо провести анализ программного обеспечения автоматизированных систем учета электроэнергии, рассмотрев их основные функции и особенности.

При выборе программного обеспечения системы учета электроэнергии в электрических сетях важно учитывать несколько критериев:

- контроль параметров сети (напряжение, ток, мощность);
- наличие большого количества точек учета (ТУ);
- контроль сбора данных;
- дистанционное управление;
- хранение информации;
- формирование отчетов;
- балансирование объектов;
- построение мнемосхем;
- возможность модернизации;
- обновление системы;
- неограниченный срок службы.

Рассмотрим ряд программных обеспечений по заявленным критериям.

1) Программно-технический комплекс (ПТК) «ЭКРА-Энергоучет»

ПТК «ЭКРА-Энергоучет» («EKRA-EnergyMetering») – совокупность аппаратных и программных средств, предназначенных для создания многоуровневых, автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии [47].

ПТК «ЭКРА-Энергоучет» имеет компонентную (модульную) структуру и позволяет потребителю создавать открытые для модернизации и развития системы учета любого типа и назначения, с любым составом оборудования и инженерных систем [47].

Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии (АИИС УЭ) на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет» предназначена для:

- обеспечения эффективного учета электроэнергии по различным нуждам (потребление по отдельным группам потребителей, отдельным цехам, производствам);
- автоматизации процессов учета и планирования потребления электроэнергии;
- автоматизации оперативно-диспетчерского управления электроснабжением и контроля качества электроэнергии;
- автоматизации поддержки принятия решений по оптимизации состава, режимов работы и планирования ремонтов электрооборудования на основе анализа накопленных данных о параметрах режима, энергопотреблении и оценки состояния электрооборудования;
- формирования и отображения отчетной документации по потреблению по отдельным присоединениям и сформированным группам присоединений;
- комплексной обработки, архивирования и хранения информации;
- резервирования систем учета электроэнергии;
- минимизации финансовых затрат при производстве и передаче электроэнергии;
- оптимизации и прогнозирования энергопотребления [47].

Реализация на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет» показана на рисунке 2.

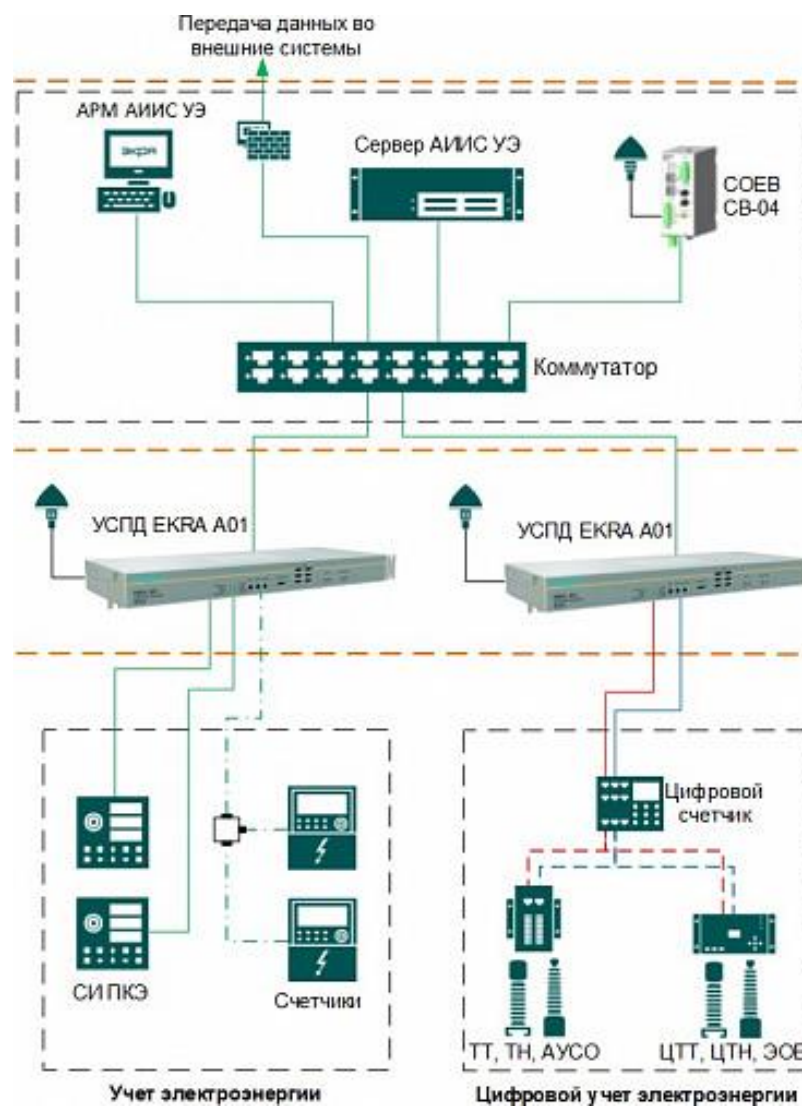


Рисунок 2 – Реализация на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»

Ключевые особенности АИИС УЭ на базе ПТК «ЭКРА-Энергоучет»:

Универсальность – единое ПО для конфигурирования УСПД (уровень ИВКЭ) и ПО ИВК (уровень ИВК);

Гибкость – возможность совмещения функционала с АСУ ТП, АСДУ;

Инновации – цифровые в соответствии со стандартом МЭК 61850 [47].

2) ПО «МИР»

ПО «МИР» предназначена для контроля учета электроэнергии и мощности, автоматического и автоматизированного сбора, хранения, обработки и отображения данных об энергопотреблении, а также для отключения и ограничения энергопотребления абонентов [36].

Реализация ПО «МИР» представлена на рисунке 3.

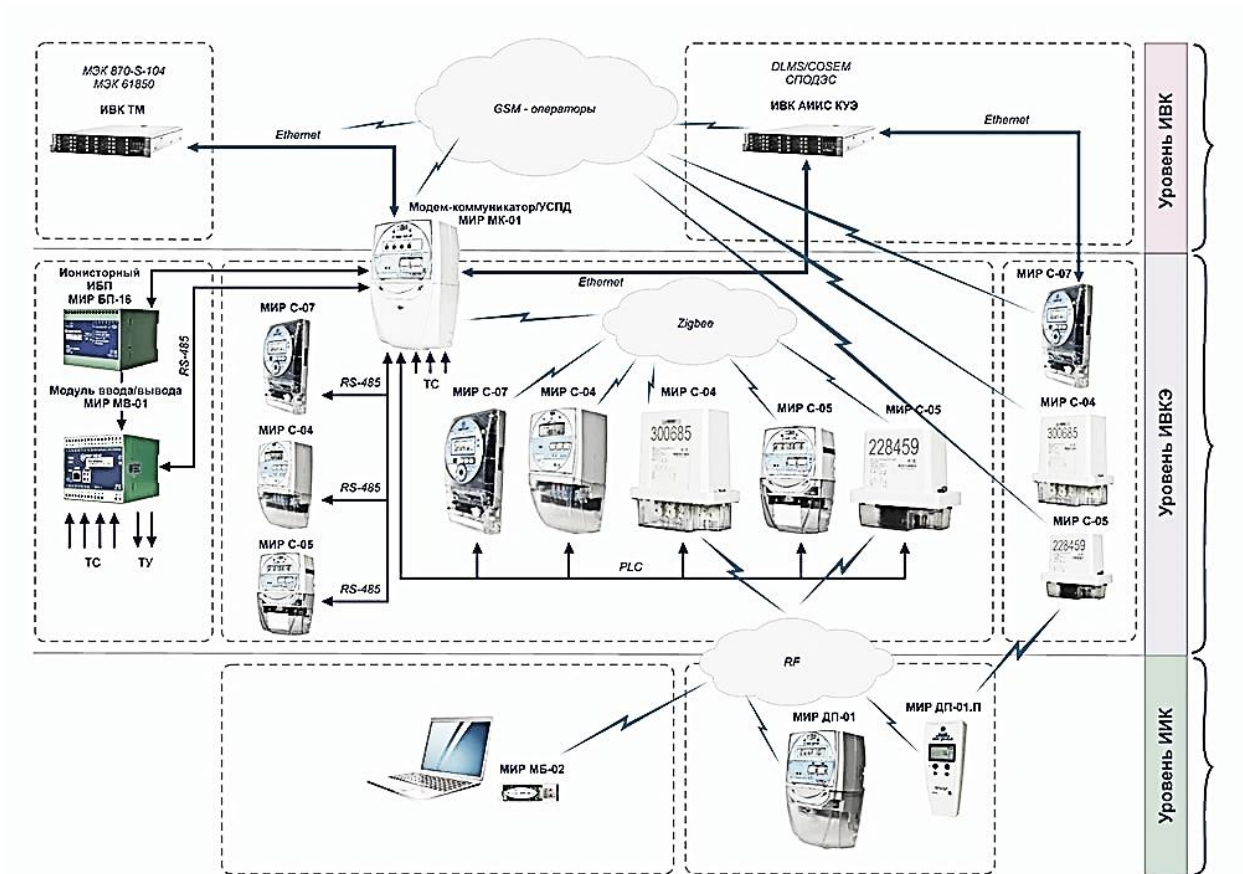


Рисунок 3 – Реализация ПО «МИР»

Функции ПО «МИР»:

- измерение параметров электросети и ведение учёта электроэнергии;
- автоматический, автоматизированный или ручной по запросу сбор результатов измерений и данных;
- контроль полноты собираемости данных;
- обеспечение единства времени;
- обработка результатов измерений, формирование отчетов, графиков;
- привязка результатов измерений к абонентской информации;
- ведение и формирование журналов событий;
- управление нагрузкой потребителя и ограничение мощности;
- защита от несанкционированного доступа;
- диагностика технических и программных средств;
- разграничение доступа к техническим средствам и ПО;
- балансные группы с гибкой настройкой;

– хранение информации в базе данных [36].

Преимущества ПО «МИР»:

- высокая надёжность приборов учета;
- наличие трёх каналов связи, гарантированный обмен данными;
- дополнительные измерительные каналы в нейтрали у счетчиков прямого включения;
- функция измерения активной энергии по модулю;
- приборы учета с возможностью удаленного и локального отключения потребителя и по достижению предварительно настроенных порогов;
- контроль напряжения при отключенном потребителе;
- электронные датчики вскрытия клеммной крышки корпуса ПУ;
- датчик магнитного поля с измерением величины магнитного потока;
- разрушаемый при вскрытии корпус приборов учета;
- отсек для резервного элемента питания при разряде основного;
- функции самодиагностики [36].

3) ПО «Телесистемы»

ПО «Телесистемы» предназначено для внутреннего аудита и контроля потребления электроэнергии непосредственно на местах. Осуществляет сбор и обработку информации о потреблении любых энергоресурсов: электроэнергии, воды, пара, газа, сжатого воздуха и других. Предоставляет возможность интеграции создаваемой системы с установленными на предприятии приборами учета и аппаратно-программными комплексами [69].

Функции ПО «Телесистемы»:

- точное и своевременное измерение количества потребленной/выработанной электроэнергии;
- автоматизированный сбор данных об объемах потребления электроэнергии с заданным интервалом на сервере;
- оперативный мониторинг и контроль нагрузок в режиме реального времени, отслеживание аварийных ситуаций;

- фиксирование нарушений штатного режима работы системы в журнале событий для анализа оперативно- диспетчерским и ремонтным персоналом;
- анализ полученных данных в соответствие с требованиями Заказчика;
- формирование отчетов о потоках электроэнергии и о работе средств измерения (диагностика сбоев) по заданным шаблонам, хранение базы отчетов;
- хранение необходимых данных за заданный период в соответствие с требованиями Заказчика;
- передача данных о производстве/потреблении электроэнергии в энерго-снабжающую организацию, управляющую компанию [69].

4) Программно-технический комплекс (ПТК) ЭКОМ

ПТК ЭКОМ разработан и реализован для создания АСУЭ, позволяющих вести оперативный контроль и учет (в т. ч. коммерческий) всех видов получаемой (отпускаемой) энергии как отдельного объекта, так и для территориально распределенных, имеющих десятки и сотни объектов систем [56].

ПТК ЭКОМ решает следующие функции:

- учет отпуска (потребления) электроэнергии;
- контроль режимов работы электрических сетей, энергетического оборудования;
- учет отпуска (потребления) тепловой энергии и расхода энергоносителей (вода, перегретый пар, насыщенный пар, природный газ, сжатый воздух, кислород) [56].

В качестве очевидных достоинств ПТК ЭКОМ можно выделить:

- аппаратную и программную возможность свободной интеграции в состав предприятия;
- соответствие архитектуры и алгоритмов функционирования системы современным требованиям к энергоучету и энергосбережению, а также к контролю и управлению технологическим оборудованием;
- обеспечение системой технологий энергосбережения;
- возможности модернизации и наращивания системы без внесения радикальных изменений в управляющие программы;

- высокую точность функционирования системы и длительный межпове- рочный срок эксплуатации, сокращающий текущие расходы;
- возможность адаптации системы к любым объектам и схемам энерго- снабжения, а также к любым условиям эксплуатации;
- относительно низкую стоимость системы – оптимальное соотношение стоимость/эффективность;
- сокращенные сроки реализации системы и пуска в промышленную экс- плуатацию [56].

5) ПО «Пчела»

ПО «Пчела» предназначено для организации коммерческого и техниче- ского учета энергоресурсов (электроэнергии, газа, воды, пара, тепла), может быть использована для организации оперативного контроля за работой обо- рудования и управления производственными процессами. Имеет гибкую, иерар- хическую, модульную структуру и оригинальное программное обеспечение, позволяющие реализовать оптимальную и удобную конфигурацию системы на предприятиях, требующих комплексной автоматизации [62].

Основные особенности ПО «Пчела»:

- автоматическая коррекция внутренних часов системы по сигналам точ- ного времени;
- не требуется установка дополнительного оборудования в компьютер;
- возможность контроля и управления коммутационными аппаратами;
- отображение информации на прорисованных схемах и рисунках;
- возможность построения системы на двухпроводных каналах связи в существующих кабельных сетях предприятий;
- низкая стоимость за счет специализированных контроллеров;
- температурный диапазон работы оборудования системы в интервале (- 40; + 70) градусов;
- возможность передачи информации по общепринятым технологиям с использованием IP протоколов (Internet) на верхний уровень;

- средняя наработка на отказ выпускаемого фирмой оборудования, входящего в состав системы триста пятьдесят тысяч часов;
- автоматическое тестирование каналов связи с целью проверки соответствия их нормативным требованиям;
- оригинальная система грозозащиты;
- межповерочный интервал системы 4 года [62].

б) ПО «Энергия»

ПО «Энергия» предназначен для измерения электрической и тепловой энергии и расходов жидких и газообразных энергоносителей, обработки полученной по каналам учета информации и выдачи результатов обработки в виде таблиц, графиков, ведомостей на видеомонитор и печатающее устройство совместимого компьютера [38].

ПО «Энергия» позволяет осуществлять функции:

- учет всех видов энергоносителей на одном компьютере;
- оперативный контроль параметров объекта (электрическая мощность, расход энергоносителя, показания приборов);
- построение мнемосхем с использованием телесигнализации;
- телеуправление объектами.

Представление информации на базе ПО «Энергия»:

- автоматическая генерация заданных документов с периодом 15 сек, 5 или 30 минут, сутки или месяц;
- сохранение документов на диске в течение необходимого времени;
- встроенный генератор документов, позволяющий изменить форму и содержание отчетов, графиков, мнемосхем [38].

Особенности ПО «Энергия»:

- оперативный контроль с любого компьютера локальной вычислительной сети;
- конвертирование любой информации, хранящейся в системе, стандартный формат баз данных для передачи в систему учета верхнего уровня;
- автоматическая коррекция погрешности системных часов;

– реконфигурация системы сбора информации, подключение или отключение каналов без остановки системы [38].

7) ПО «Пирамида 2.0»

«Пирамида 2.0» является инновационным отечественным программным обеспечением для промышленности, энергетики и ЖКХ.

«Пирамида 2.0» – это технологически принципиально новая платформа организации системы Smart Metering, основанная на самых передовых кроссплатформенных технологиях и огромном инженерном опыте ГК «Системы и Технологии» [52].

Основные функции системы учета «Пирамида 2.0» представлены на рисунке 4.

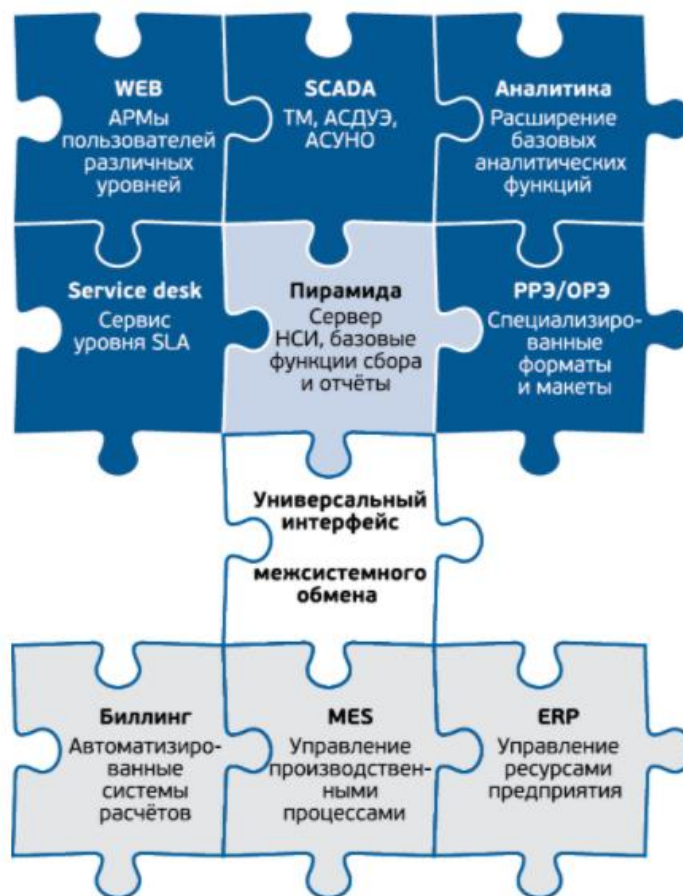


Рисунок 4 – Основные функции системы учета «Пирамида 2.0»

Система учета включает в себя следующие особенности:

– реализует систему автоматизированного учёта различных энергоресурсов, включая электроэнергию, тепло, воду, газ, среды;

- большое число типов приборов учёта энергоресурсов, контроллеров, концентраторов, УСПД различных отечественных и зарубежных производителей, включенное в перечень поддерживаемого оборудования;
- реализации больших автоматизированных систем, включающих миллионы точек учёта и тысячи пользователей;
- сокращение затрат на эксплуатацию системы за счёт большого числа вспомогательных диагностических подсистем и интерфейсов;
- гибкая модель нормативно-справочной информации, позволяющая сформировать собственную модель описания системы и бизнес-логику;
- большое число аналитических и расчётных функций, характерных для современных энергокомпаний, наличие тревожной и аварийной сигнализации;
- универсальный конструктор отчётов, позволяющий создавать новые отчётные формы без привлечения разработчика ПО;
- современные и безопасные технологии защиты информации, подсистема разграничения прав на базе ролевой модели доступа пользователей, поддержка режима безопасного соединения;
- инвариантность к типу операционной системы на уровне АРМ пользователя за счёт использования браузерного Веб-интерфейса;
- равноценная кроссплатформенная поддержка на уровне серверов операционных систем Windows и Linux различных версий, включая варианты поддержки отечественных операционных систем;
- равноценная поддержка различных типов БД, включая Microsoft SQL Server, Oracle Database, PostgreSQL, Postgres Pro;
- поддержка мобильных платформ iOS и Android [52].

Структурная схема реализации системы учета на базе ПО «Пирамида 2.0» включает в себя различные серверы и другие элементы, связанные между собой.

Преимущества системы учета на базе ПО «Пирамида 2.0» представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Преимущества системы учета на базе ПО «Пирамида 2.0»

Структурная схема реализации системы учета на базе ПО «Пирамида 2.0» приведена на рисунке 6.

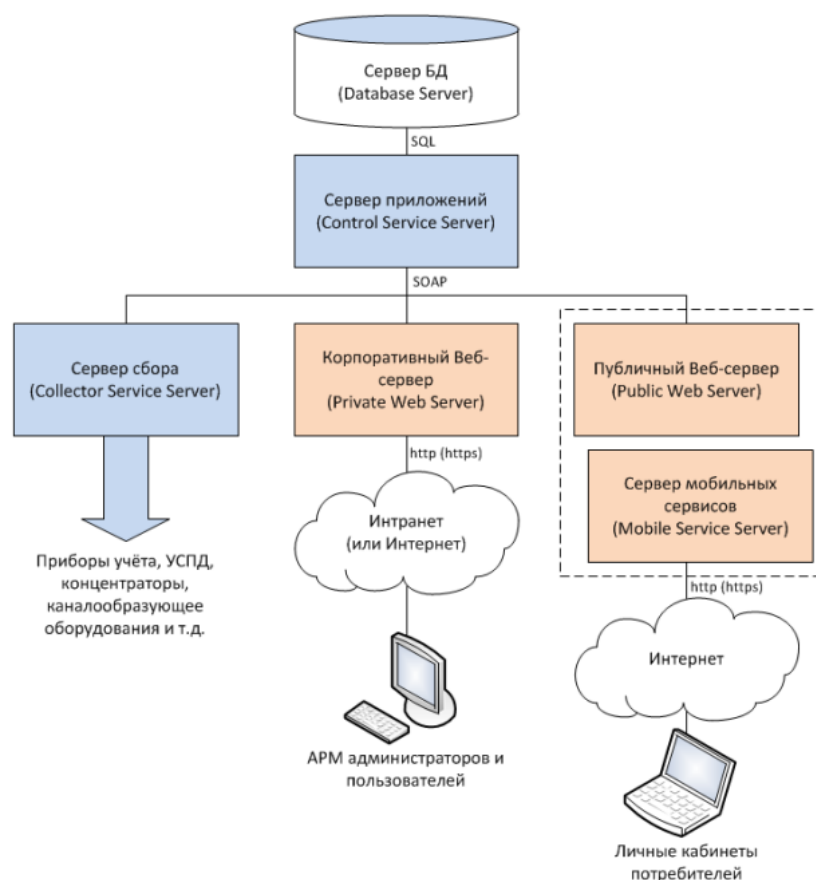


Рисунок 6 – Структурная схема системы учета на базе ПО «Пирамида 2.0»

Согласно структурной схеме, выделяются следующие сервера и группы:

1) Сервер БД (Database Server) – выполняет функции хранения и управления БД;

2) Сервер приложений (Control Service Server) – выполняет функции управления, расчётов и централизованного доступа к конфигурации и данным всех прочих компонентов системы;

3) Сервер сбора (Collector Service Server) – выполняет функции автоматического сбора данных с приборов учёта, УСПД, концентраторов, каналообразующего оборудования и т. д.;

4) Корпоративный Веб-сервер (Private Web Server) – осуществляет публикацию и обслуживание сайта для АРМ корпоративных пользователей различных категорий;

5) Публичный Веб-сервер (Public Web Server) – осуществляет публикацию и обслуживание сайта для личных кабинетов потребителей;

6) Сервер мобильных сервисов (Mobile Service Server) – осуществляет преобразование данных для интерпретации и представления в нативных приложениях для различных мобильных платформ [52].

Дистанционное управление приборами учета электрической энергии, включает в себя следующие операции:

– управление нагрузкой с возможностью дистанционного отключения потребителей;

– программирование лимитов мощности с функцией автоматического отключения при превышении;

– программирование тарифных расписаний;

– программирование параметров работы дисплеев приборов учёта [52].

В системе учета на базе ПО «Пирамида 2.0» существуют следующие расчетные и аналитические функции:

– балансирование энергообъектов (расчёт фактического и допустимого небаланса);

– расчёт потерь в линии и силовом оборудовании;

- приведение к границе балансовой принадлежности;
- расчёт по обходному выключателю;
- построение карты полноты сбора данных;
- построение карты связи с оборудованием учёта;
- расчёт фактической и резервируемой мощности;
- формирование типового графика нагрузки;
- расчёт прогноза энергопотребления [52].

Сведем рассмотренную информацию сравнительного анализа предложенных автоматизированных систем учета электроэнергии по реализации повышения точности учета электроэнергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, в таблицу 3 для удобства представления.

Таблица 3 – Сравнительный анализ ПО систем учета электроэнергии

ПО	ЭКРА	МИР	ТС	ЭКОМ	Пчела	Энергия	Пирамида
Критерий							
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Контроль параметров сети	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть
2. Большое количество ТУ	нет	есть	нет	нет	нет	нет	есть (+доп.)
3. Контроль сбора данных	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть
4. Дистанционное управление	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть
5. Хранение информации	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть
6. Формирование отчетов	есть	есть	есть	нет	нет	есть	есть
7. Балансирование	нет	есть	нет	нет	нет	нет	есть

1	2	3	4	5	6	7	8
8. Построение мнемосхем	нет	есть	нет	нет	есть	нет	есть
9. Возможность модернизации	нет	нет	нет	есть	нет	нет	есть
10. Обновление системы	нет	нет	нет	нет	нет	нет	есть
11. Срок службы	лицензия	лицензия	лицензия	лицензия	4 года	лицензия	обновление

Сравнительный анализ рассмотренных ПО систем учета электроэнергии для реализации повышения точности учета электроэнергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения показал, что необходимо выбрать ПО «Пирамида 2.0». У данного программного обеспечения наибольшее соответствие критериям выбора, а также предлагает расширение предложенных функций, например, количество точек учета электроэнергии может быть заявлено заказчиком.

1.4 Выводы

Проведена оценка современного состояния в области учета электроэнергии, исходя из нормативно-правовых документов, включая федеральные законы, приказы и т. д., научной литературы по тематике исследования, включая научные статьи и публикации, которая показала, что организация учета электрической энергии в зависимости от вида учета предъявляет разные требования. Опираясь на структуру потерь электроэнергии, причины потерь позволили выделить метрологические потери, связанные с неточностью учета.

Анализируя системы учета электроэнергии доказано, что интеллектуальные системы учета гораздо эффективнее, т. к. доступно наибольшее число необходимых функций, по сравнению с традиционными.

Что касается технической реализацией автоматизированных систем учета, учитывая все особенности и исполнения каждого из представленных способов, наиболее удобной и не затратной по времени является многоуровневая АСУЭ.

Сравнительный анализ программного обеспечения, благодаря критериям выбора, помог определить наиболее подходящее ПО для электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, которым стало ПО «Пирамида 2.0» с дополнительным расширением функций.

2 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110/35/6 КВ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ, ПИТАЮЩИХ ЗОЛОТО- ТОРУДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для того чтобы выявить потери электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимо ознакомиться с структурой и схемой электроснабжения золоторудных месторождений, а также провести структурный анализ.

Структурный анализ – позволяет рассмотреть существующую систему с тем, чтобы сформулировать требования к создаваемой системе.

Он включает уточнение состава и закономерностей функционирования элементов, алгоритмов функционирования и взаимовлияний подсистем, разделение управляемых и неуправляемых характеристик, задание пространства состояний и параметрического пространства, в котором задано поведение системы, анализ целостности системы, формулирование требований к создаваемой системе [33].

Алгоритм структурного анализа электрической сети.

Представим алгоритм структурного анализа электрической сети в следующем виде:

- 1) Определение эквивалента схемы сети для анализа, т. е. построение иерархической структуры сети в виде графа электрической сети.
- 2) Выделение и структурный анализ источников питания.
- 3) Структурный анализ электрической сети. В выделенном эквиваленте части сети схемы делят на подсистемы, состоящие из замкнутых или разомкнутых схем. Выделяют уровни $U_{ном}$;
- 4) Структурный анализ ПС, где выделяют:
 - количество ПС с классификацией по способу присоединения к сети,
 - количество и марку трансформаторов, установленных на ПС.
- 5) Структурный анализ ВЛ с указанием марки провода и его длины.
- 6) Выделение по классам напряжения в электрической сети [55].

2.1 Общая характеристика золоторудных месторождений

2.1.1 Характеристика района золоторудных месторождений

Что касается географического расположения, то рассматриваемые золоторудные месторождения находятся на севере Амурской области. Основная территория занята густыми таежными лесами, вблизи протекают р. Зея и р. Улунга. ОПР «Пионер» в основном сосредоточен в Зейском районе, но также граничит с Магдагачинским районом, «ПАГК» располагается вблизи с. Тыгда. Географическое расположение золоторудных месторождений (Покровский АКК, обособленное подразделение Пионер) показано на рисунке 7 [5].

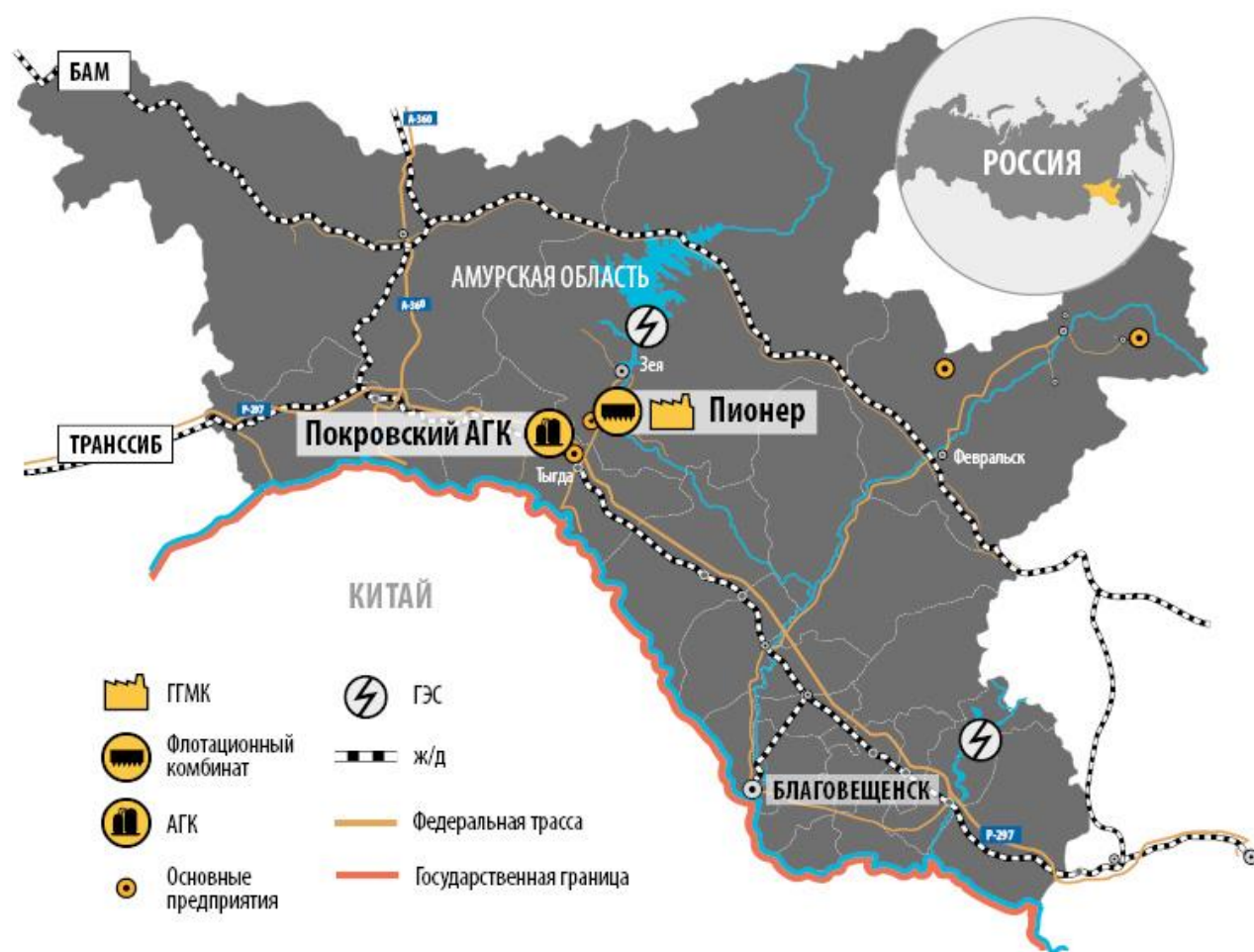


Рисунок 7 – Географическое расположение золоторудных месторождений

Зейский район Амурской области приравнен к районам Крайнего Севера. Климат резко континентальный с муссонными чертами, что определяется наличием горных массивов. Зима продолжительная и морозная. Абсолютный мини-

мум температуры - (-52°C), абсолютный максимум - (+33°C). Территория района относится к районам вечной мерзлоты. Заморозки прекращаются в конце мая, начале июня, начало заморозков происходит осенью в сентябре. По влагообеспеченности подрайон относится к избыточно влажной подзоне. Во время выпадения большого количества осадков, которые в основном приходятся на середину лета и конец сентября, наблюдается паводок, в это время уровень воды поднимается гораздо выше допустимого, реки, как крупные, так и мелкие выходят из берегов и затопляют примыкающие к ним территории.

Основные климатические характеристики района расположения золоторудных месторождений представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Климатические характеристики района расположения золоторудных месторождений

Климатический показатель	Величина
Район по гололеду	IV
Район по ветру	I
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Среднегодовая температура воздуха, °С	-0,8
Минимальная температура воздуха, °С	-52
Максимальная температура воздуха, °С	+33

Климатические характеристики района расположения золоторудных месторождений являются важной частью при выборе оборудования для системы учета электрической энергии в электрических сетях. Так не все марки счетчиков электрической энергии попадают в данный температурный диапазон. При больших отрицательных температурах работа приборов учета электроэнергии становится невозможной, т. к. жидкокристаллические экраны перестают отображать информацию, а модемы не передают данные, конечно, это решается путем установки обогрева (дополнительным сопротивлением), но возникают дополнительные затраты. От низких температур и большого скоростного напора

ветра так же страдают антенны, необходимые для передачи данных. Таким образом важно учитывать климатические показатели района расположения золоторудных месторождений, т. к. они непосредственно влияют на работу оборудования для системы учета электрической энергии.

2.1.2 Характеристика золоторудных месторождений

Золоторудные месторождения являются крупными потребителями энергоресурсов, необходимых для технологических процессов производства золота и функционирования структурных подразделений. Золоторудные месторождения потребляют такие энергоресурсы, как: электроэнергия, тепловая энергия, газы, вода, кислород и т. д.

Структура золоторудных месторождений включает в себя различные участки, разграниченные по определенным видам. Структура на обособленном подразделении рудник (ОПР) «Пионер» состоит из:

- золото-извлекательной фабрики,
- подземного рудника (шахт),
- горного цеха (карьеры),
- вспомогательные цеха (вахтовый поселок, ремонтная площадка),
- хвостового хозяйства и гидротехнических сооружений.

Структура Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса (ПАГК) включает в себя:

- гидрометаллургический комплекс,
- автоклавный цех,
- вспомогательные цеха (вахтовый поселок, ремонтная площадка).

Содержание такого количества подразделений, несомненно, приводит к большому количеству затрат, затраты, в свою очередь, влияют на:

- себестоимость продукции (золота),
- высокие издержки производства,
- недостаток оборотных средств,
- конкурентоспособность на рынке.

Самым крупным потребителем электроэнергии на золоторудных месторождениях являются золото-извлекательная фабрика, гидromеталлургический комплекс, автоклавный цех. В их электроснабжении не должно быть перебоев и нарушения качества электроэнергии, так как это приводит к перебоям в работе энергетического и технологического оборудования, а иногда и во все останковке полного производства, что влечет за собой огромные потери в продукции, а, следовательно, и финансовые потери, поэтому на данных объектах как никогда необходим учет электрической энергии для минимизации потерь и абсолютной точности.

Подземный рудник является вторым по величине подразделением в потреблении электроэнергии. В процессе деятельности данного подразделения так же нежелательны перебои в электроснабжении, так как существует опасность угрозы жизни людей под землей, сами перебои ведут за собой простои в добыче подземной наиболее обогащенной руды. Учет электрической энергии необходим для достоверности данных потребления.

Хвостовое хозяйство и гидротехнические сооружения золоторудных месторождений являются самыми опасными сооружениями рудников. В чашах дамб находится вредоносная пульпа, несущая угрозу жизни людей и животных, поэтому такие объекты должны быть достаточно оснащены освещением и звуковым сообщением, перебои в электроснабжении нежелательны. Географически данные объекты занимают достаточно большую территорию и требуют особого контроля, как экологического, так и энергетического. Т. к. данное подразделение относится к золото-извлекательной фабрике, то так же несомненно влияет на себестоимость добытой продукции (золота), поэтому данный участок должен быть учтен в точных объемах.

Вспомогательные цеха можно приравнять к бытовым потребителям. Вахтовый поселок с точки зрения учета электрической энергии близок по своим составляющим небольшого поселения (численность 1500 человек). Энергоресурсы постоянно дорожают, поэтому энергосбережение сократит затраты на

электроэнергию, так же повлияет на эффективность производства, хоть и в небольшой мере.

Для таких крупных золоторудных месторождений огромным преимуществом будет реализация энергосбережения путем повышения точности учета электрической энергии, включая перераспределение по производственным подразделениям и сокращение нерационального использования электроэнергии. Благодаря этому, снизится себестоимость продукции, издержки производства и увеличатся оборотные средства и конкурентоспособность на рынке.

2.2 Характеристика системы электроснабжения золоторудных месторождений

2.2.1 Внешнее электроснабжение золоторудных месторождений

Система внешнего электроснабжения золоторудных месторождений зависит от:

- площади и глубины горных выработок;
- способов разработки месторождений;
- мощности горных машин;
- схемы и расстояния ближайшего источника питания.

Питание электрических сетей золоторудных месторождений классом напряжения 110/35/6 кВ осуществляется от ВЛ 110 кВ «Светлая-Мехзавод». Подстанция золоторудных месторождений присоединена к двух цепной ВЛ классом напряжения 110 кВ отпайками.

Электрические сети Зейского района 110/35/6 кВ, питающие золоторудные месторождения, состоят из подстанций различных классов напряжений, находящихся на двух рудниках.

1) ОНР «Пионер»: ПС 110/35/6 кВ «Пионер, ПС 35/6 кВ «Бахмут», ПС 35/6 кВ «Александра».

2) «Покровский АГК»: ПС 110/35/6 кВ «Покровка», ПС 35/6 кВ «Заводская».

Питание ПС 110/35/6 кВ «Покровка» осуществляется по двухцепной ВЛ 110 кВ «Пионер-Покровка». Основное питание ПС 35/6 кВ «Заводская» осу-

существляется по двум одно-цепным ВЛ 35 кВ, одна от ПС 220/35/10 кВ «Ключевая», вторая включена ответвлением от ВЛ 35 кВ «Ключевая-Чалганы-Тяга». Резервное питание подстанции выполнено по двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110/35/6 кВ «Покровка».

Однолинейная схема внешнего электроснабжения электрических сетей 110/35/6 кВ, питающих золоторудные месторождения показана на рисунке 8.

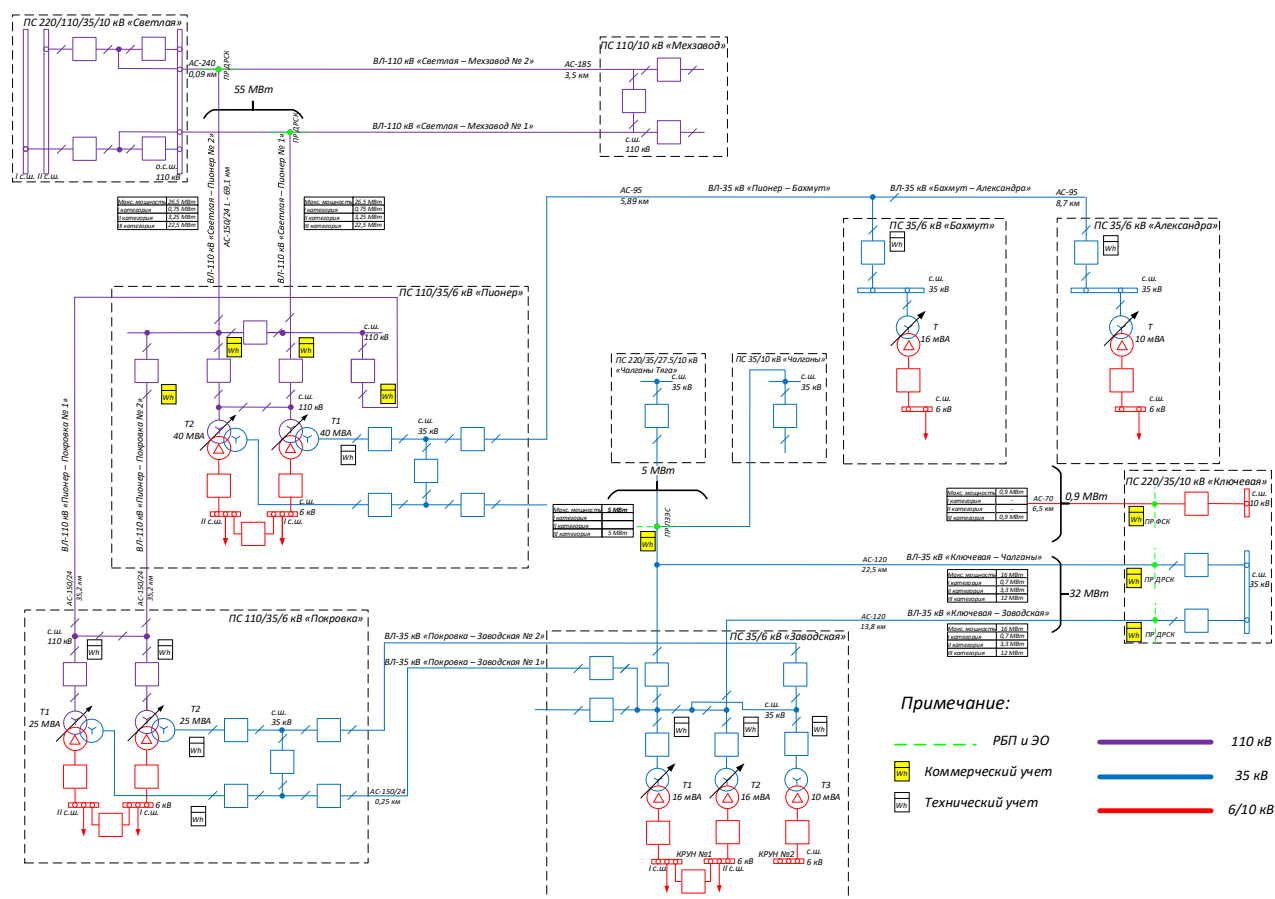


Рисунок 8 – Однолинейная схема внешнего электроснабжения электрических сетей 110/35/6 кВ, питающих золоторудные месторождения

В системе внешнего электроснабжения золоторудных месторождений существует как коммерческий, так и технический учет электрической энергии.

К коммерческим точкам учета электроэнергии относятся:

- ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод - ПС Пионер ввод Т-1;
- ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод - ПС Пионер ввод Т-2;

- ВЛ 110 кВ Пионер - Покровка 1;
- ВЛ 110 кВ Пионер - Покровка 2;
- ВЛ 35 кВ Л-7 Рудник ПС Ключевая 220/35/10 кВ;
- Фидер 10 кВ 2 База ЗГЭС ПС Ключевая 220/35/10 кВ;
- ВЛ 35 кВ Чалганы ПС Заводская 35/6кВ;
- Фидер Покровский ПС Чалганы-тяга 220/35/27,5/10 кВ.

Технический учет электроэнергии осуществляется на следующих точках:

- ВЛ 35 кВ ПС Пионер - ПС Бахмут 35/6 кВ;
- ВЛ 35 кВ ПС Бахмут - ПС Александра 35/6 кВ;
- ВЛ 35 кВ ПС Покровка - ПС Заводская 35/6 кВ 1;
- ВЛ 35 кВ ПС Покровка - ПС Заводская 35/6 кВ 2.

Основными объектами границ раздела между поставщиком электроэнергии и потребителем (золоторудные месторождения), согласно схеме, являются:

1) ПС Пионер

Граница балансовой принадлежности устанавливается на ответвительных и аппаратных зажимах в местах соединения проводов для ВЛ 110 кВ отпайка Светлая-Пионер 1, 2.

Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на ответвительных и аппаратных зажимах в местах соединения проводов для ВЛ 110 кВ отпайка Светлая-Пионер 1, 2.

Расчетные средства учета установлены в ОПУ ПС Пионер.

Точки поставки электрической энергии не совпадают с точками учета.

2) ПС «Ключевая» (не собственность)

Разделение по фидеру:

Граница балансовой принадлежности устанавливается на кабельных наконечниках отходящего кабеля, присоединенного к ТТ ячейки 2 ЗРУ 10 кВ ПС 220/35/10 кВ «Ключевая».

Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на кабельных наконечниках отходящего кабеля, присоединенного к ТТ ячейки 2 ЗРУ 10 кВ ПС 220/35/10 кВ «Ключевая».

Расчетные средства учета установлены на границе раздела балансовой принадлежности.

Точки поставки электрической энергии совпадают с точками учета.

Разделение с ПС Чалганы:

Граница балансовой принадлежности устанавливается на выходе провода из аппаратного зажима линейного разъединителя по проводу и грозотросу в сторону ВЛ.

Граница эксплуатационной ответственности устанавливается в месте выхода фазных проводов и грозотроса ВЛ 35 кВ Ключевая – Чалгоны из зажимов натяжных подвесок на линейном портале ОРУ 35 кВ ПС 220/35/10 кВ Ключевая в сторону ВЛ.

Расчетные средства учета установлены на границе раздела балансовой принадлежности.

Точки поставки электрической энергии совпадают с точками учета.

Разделение с ПС Заводская:

Граница балансовой принадлежности устанавливается в месте выхода фазных проводов и грозового троса ВЛ 35 кВ Ключевая-Рудник из зажимов натяжных гирлянд изоляторов на линейном портале ОРУ 35 кВ ПС 220/35/10 кВ в сторону ВЛ.

Граница эксплуатационной ответственности устанавливается в месте выхода фазных проводов и грозового троса ВЛ 35 кВ Ключевая-Рудник из зажимов натяжных гирлянд изоляторов на линейном портале ОРУ 35 кВ ПС 220/35/10 кВ в сторону ВЛ.

Расчетные средства учета установлены на границе раздела балансовой принадлежности.

Точки поставки электрической энергии совпадают с точками учета.

3) ПС Заводская

Разделение с ПС Чалганы:

Граница балансовой принадлежности устанавливается на выходе шлейфов из соединительных зажимов на опоре ВЛ 35 кВ.

Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на выходе шлейфов из соединительных зажимов на опоре ВЛ 35 кВ.

Расчетные средства учета установлены на границе раздела балансовой принадлежности.

Точки поставки электрической энергии совпадают с точками учета.

Оценка достаточности точек учета электрической энергии.

В системе внешнего электроснабжения для точек технического учета электроэнергии все линии между подстанциями электрических сетей золоторудных месторождений, а также ввода трансформаторов ПС оснащены приборами учета электрической энергии, что является достаточным для данного вида учета электроэнергии.

Практически все места между объектами поставщика электроэнергии в лице сетевых компаний и потребителя электроэнергии в лице золоторудных месторождений оснащены приборами учета электроэнергии на границах раздела. Исключением является ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод - ПС Пионер ввод Т-1, 2, поэтому существует необходимость переноса точек коммерческого учета электроэнергии на опору на границы раздела между поставщиков и потребителем электрической энергии.

Особенности эксплуатации измерительных комплексов и измерительных трансформаторов.

Эксплуатация измерительных комплексов и измерительных трансформаторов в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, осуществляется согласно руководству по эксплуатации завода-изготовителя и в соответствии [56]. Проводится регулярный осмотр для обнаружения неисправностей и их устранения дежурным персоналом энергетической службы золоторудных месторождений. Неисправности определяются при осмотре или по показаниям контрольно-измерительных приборов. Неисправности ТТ и ТН могут привести к повреждениям электрооборудования.

Мероприятия для эксплуатации ТТ на ПС золоторудных месторождений:

– визуальный осмотр состояния;

- контроль нагрузки;
- осмотр внешней изоляции, удаление загрязнений и влаги.

Мероприятия для эксплуатации ТН на ПС золоторудных месторождений:

- визуальный осмотр состояния на наличие повреждений;
- поиск тресков и шумов в оборудовании.

Все средства измерений, включая ТТ, ТН и ПУ электроэнергии на ПС золоторудных месторождений, поверяются в соответствии с установленными нормами по заранее составленному графику поверки на текущий год. Поверка измерительных комплексов и измерительных трансформаторов золоторудных месторождений проводится в органах государственной метрологической службы, а именно в Амурском ЦСМ. Нормы, предъявляемые к поверке измерительных комплексов и измерительных трансформаторов на ПС в электрических сетях золоторудных месторождений представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Нормы, предъявляемые к поверке измерительных комплексов и измерительных трансформаторов на ПС в электрических сетях золоторудных месторождений

Тип	Наименование, марка	Класс точности	Предел измерений, диапазон	Периодичность поверки, месяцы
ТН	НКФ-110	0,5	110 кВ	48
ТТ	ТОГ-110	0,5	300/5	120
ТН	НОМ-35-66 У1	0,5	35 кВ	48
ТТ	GIF 40,5 (ТОЛ)	0,5	400/5	96
ПУ	СЭТ-4ТМ.02М.02	02,S / 5000	3 (57,7-115 / (100-200) В, 5 (10) А	144

Таким образом, электроэнергия, получаемая от поставщиков электроэнергии в системе внешнего электроснабжения, учитывается в полном объеме, точки учета электроэнергии достаточно оснащены приборами учета электроэнергии, с соблюдением всех норм и правил, предъявляемых к приборам учета ЭЭ.

2.2.2 Внутреннее электроснабжение золоторудных месторождений

Система внутреннего электроснабжения – это совокупность главных понижительных подстанций и распределительных сетей.

Распределительные электрические сети внутреннего электроснабжения золоторудных месторождений включают:

- стационарные и передвижные ВЛ и КЛ;
- стационарные и передвижные КТП;
- стационарные и передвижные РП;
- передвижные ППВ;
- линейные разъединители наружной установки.

Номинальное напряжение потребителей электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, 6 кВ.

Факторы, влияющие на схему внутреннего электроснабжения золоторудных месторождений, зависят от:

- площади и глубины горных разрезов (открытых и подземных);
- количества и мощности горных машин (ЭКГ, Либхер);
- количества и высоты берм (уступов).

Схема внутреннего электроснабжения золоторудных месторождений выполнена радиально-магистральной. На отходящих ВЛ и КЛ от ПС золоторудных месторождений существует огромное количество различных внутренних потребителей, осуществляющих электроснабжение для объектов, расположенных в: карьерах, административных зданиях, подземных шахтах, водоотливах, промышленных площадках и др. Рассмотрим внутреннее электроснабжение для наиболее крупных потребителей от каждой подстанции.

1) ПС 35/6 кВ «Бахмут»

На ПС 35/6 кВ «Бахмут» и отходящих от нее ВЛ осуществляется только технический учет электроэнергии. Точки технического учета ЭЭ располагаются в ячейках ЗРУ 6 кВ. Сбор данных происходит автоматизированным способом на сервер через программное обеспечение. По ВЛ 6 кВ, отходящих из ячеек ПС 35/6 кВ «Бахмут» происходит электроснабжение: карьера «Южный», карьера

«Северный», шахты «Бахмут-2», промышленной площадки, вахтового поселка и контрольно-пропускного пункта (КПП).

На ПС 35/6 кВ «Бахмут» от ячейки 1 питается ВЛ-6 кВ 14, где происходит электроснабжение карьера «Южный». Однолинейная схема электроснабжения карьера «Южный» представлена на рисунке 9.

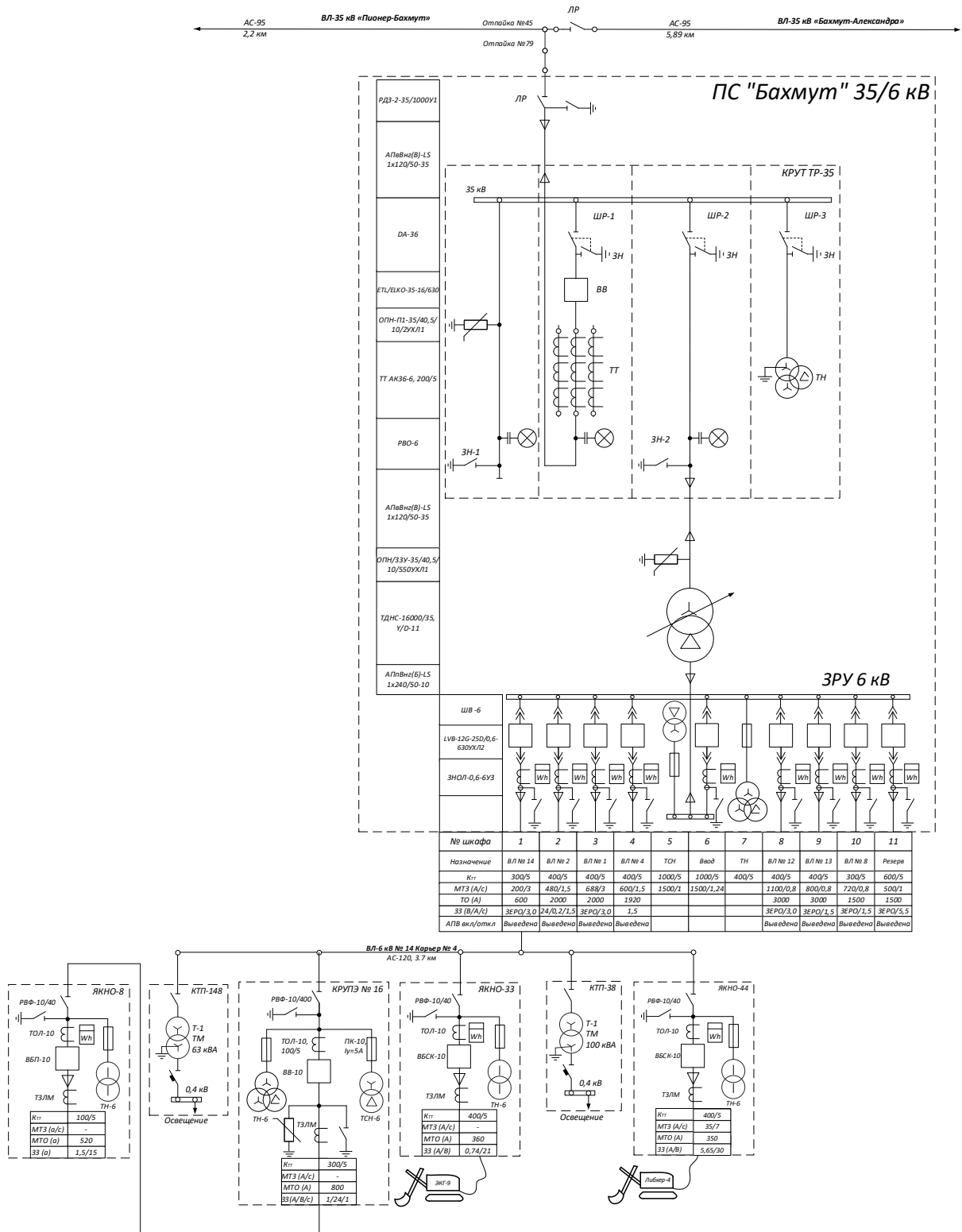


Рисунок 9 – Однолинейная схема электроснабжения карьера «Южный»

Оборудование, установленное на ВЛ карьера «Южный», участвует в техническом учете электроэнергии рудника, сбор данных происходит ручным способом раз в месяц назначенными сотрудниками. Приборы учета, установленные на ЯКНО и КРУПЭ механические, а на КТП для освещения счетчики отсутствуют. Для повышения точности учета электроэнергии необходимо переоснащение электрооборудования, т. е. замена существующих механических счетчиков ЭЭ на новые с возможностью дистанционной передачи данных. От ячейки 2 подстанции осуществляется электроснабжение вахтового поселка, КПП и карьеров, примыкающих к шахте для водоотлива. Однолинейная схема электроснабжения от ячейки 2 ПС Бахмут показана на рисунке 10.

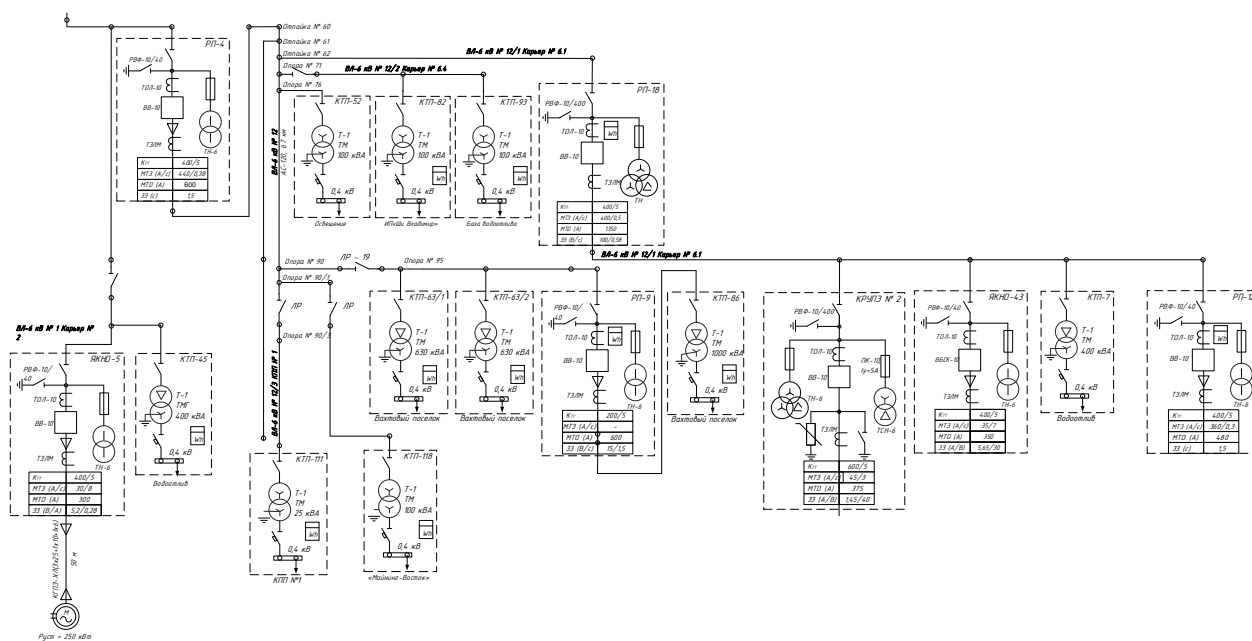


Рисунок 10 – Однолинейная схема электроснабжения от ячейки 2 ПС Бахмут

Оборудование, установленное на отходящих ВЛ, участвует в техническом учете электроэнергии рудника, сбор данных происходит ручным способом 1 числа каждого месяца в году. Приборы учета, установленные на ЯКНО и КРУПЭ, РП механические, а на КТП для освещения и водоотлива счетчики электрической энергии отсутствуют. Необходима замена механических приборов учета электроэнергии на новые и установка новых счетчиков ЭЭ на оборудование, где учет ЭЭ отсутствует.

От ячейки 8 по ВЛ 6 кВ 12 происходит электроснабжение экскаватора, добывающего руду, Либхер-3 и питания насосов водоотлива. Однолинейная схема электроснабжения карьера 3 показана на рисунке 11.

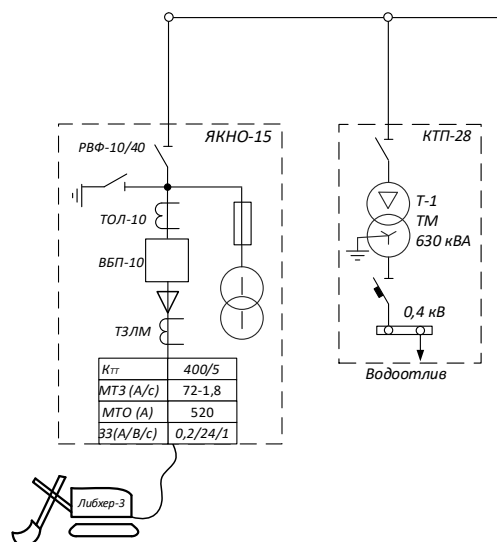


Рисунок 11 – Однолинейная схема электроснабжения карьера 3

Оборудование, установленное на ВЛ карьера 3, участвует в техническом учете электроэнергии рудника, сбор данных происходит ручным способом один раз в месяц назначенными сотрудниками. Прибор учет, установленный на ЯКНО механический, а на КТП для водоотлива счетчик отсутствует. В данном случае необходима замена и установка счетчиков ЭЭ с возможностью передачи данных.

На территории месторождения существует действующая шахта «Бахмут-2», т. к. перебои в электроснабжении могут повлечь угрозу жизни людей, взрывы и пожары [55] в качестве дополнительных источников питания выступают две линии с двух разных подстанций, а именно ПС Бахмут и ПС Пионер, а также для резерва ДЭС. Однолинейная схема электроснабжения шахты «Бахмут» золоторудного месторождения ОНР «Пионер» представлена на рисунке 12.

Точки технического учета электроэнергии располагаются в БКРУ 6 кВ. Все ячейки БКРУ 6 кВ оснащены приборами учета ЭЭ, ТТ, ТН.

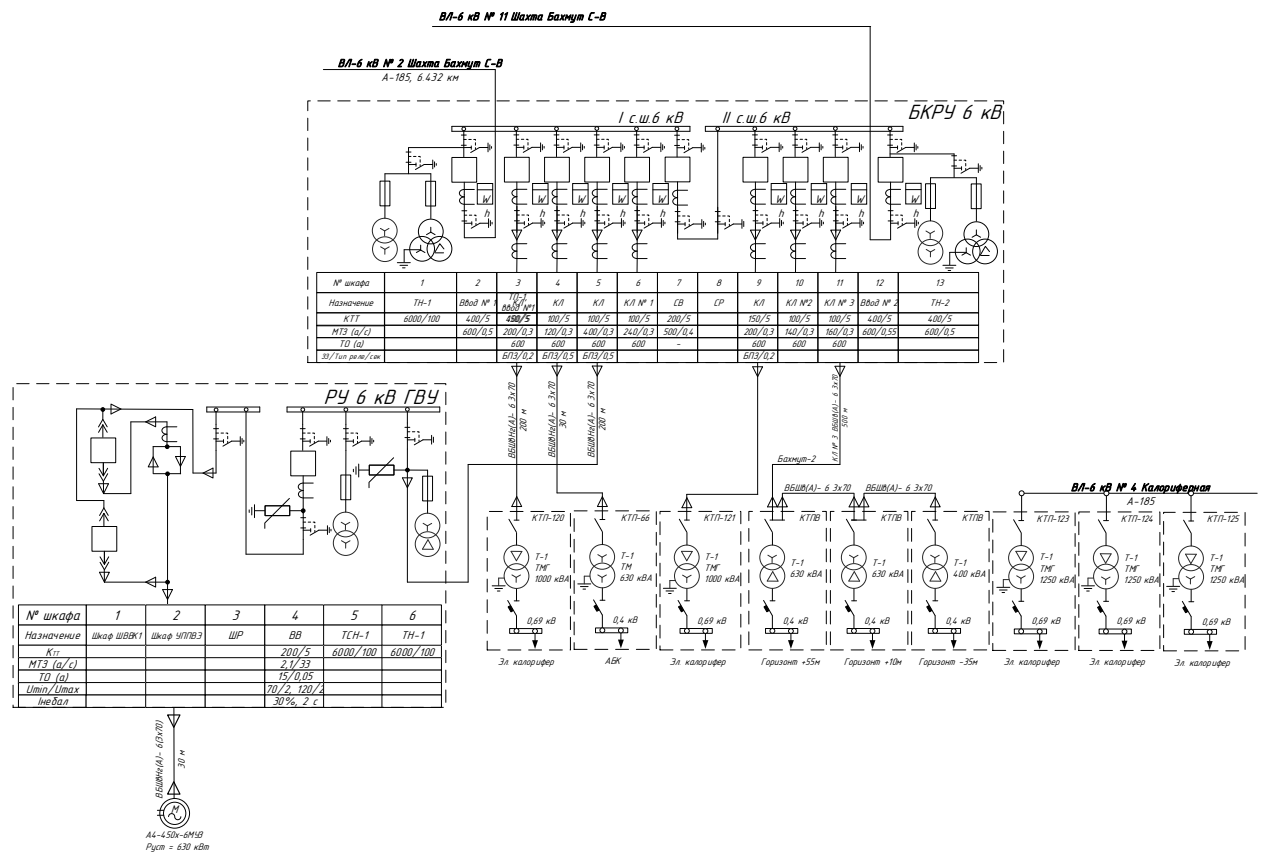


Рисунок 12 – Однолинейная схема электроснабжения шахты «Бахмут-2»

Измерительные комплексы БКРУ 6 кВ представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Измерительные комплексы БКРУ 6 кВ

Оператив-ный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч. 2	Ввод № 1 ВЛ № 13	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 3	Электрокалорифер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч. 4	КТП-66	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч. 5	ГВУ	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч. 6	Бахмут 3 Развед. уклон	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч. 9	Электрокалорифер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч. 10	Бахмут 3 Развед. уклон	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч. 11	Бахмут 2 Транс. уклон	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.12	Ввод № 2 ВЛ № 11	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5

Все ТН в ячейках БКРУ 6 кВ установлены марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - ТОЛ-6 УХЛ1. Сбор данных электрической энергии осуществляется с ячеек распределительного устройства автоматизированным способом, т. е. на сервер. Все ячейки БКРУ 6 кВ оснащены приборами учета, ТТ, ТН, поэтому дополнительного оснащения не требуется, т. к. данное оснащение является полным.

По ВЛ 6 кВ 1 от ячейки 3 осуществляется электроснабжение карьера «Северный», где основным потребителем является экскаватор, добывающий руду Либхер-5. Оборудование, установленное на ВЛ карьера «Северный», участвует в техническом учете электроэнергии рудника. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц назначенными сотрудниками. Прибор учет, установленный на ЯКНО механический, а на КТП для освещения счетчик электроэнергии отсутствует.

Однолинейная схема электроснабжения карьера «Северный» золоторудного месторождения ОНР «Пионер» представлена на рисунке 13.

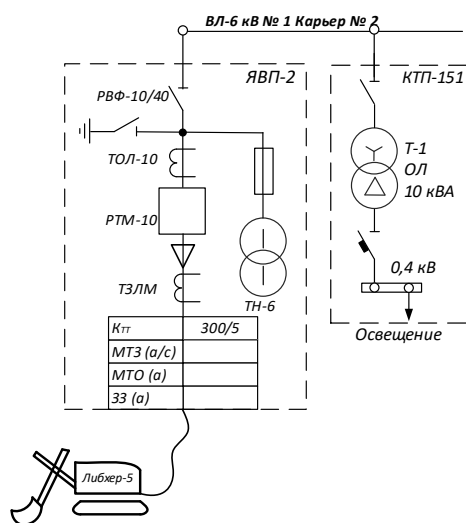


Рисунок 13 – Однолинейная схема электроснабжения карьера «Северный» золоторудного месторождения ОНР «Пионер»

От ячейки 4 по воздушной линии 4 номинального напряжения 6 кВ, осуществляется питание КТП для трех калориферов обогрева шахты «Бахмут-2» в осеннее, зимнее и весеннее время. Схема показана на рисунке 11 выше. Оборудование, установленное на ВЛ, участвует в техническом учете электроэнергии

рудника. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом в осеннее, зимнее и весеннее время назначенными сотрудниками. Счетчики электрической энергии, установленные на КТП механические. Требуется замена для автоматизированного сбора данных.

От ячейки 10 по ВЛ 6 кВ 8 осуществляется питание промышленной площадки. Однолинейная схема электроснабжения промышленной площадки ОПР «Пионер» представлена на рисунке 14.

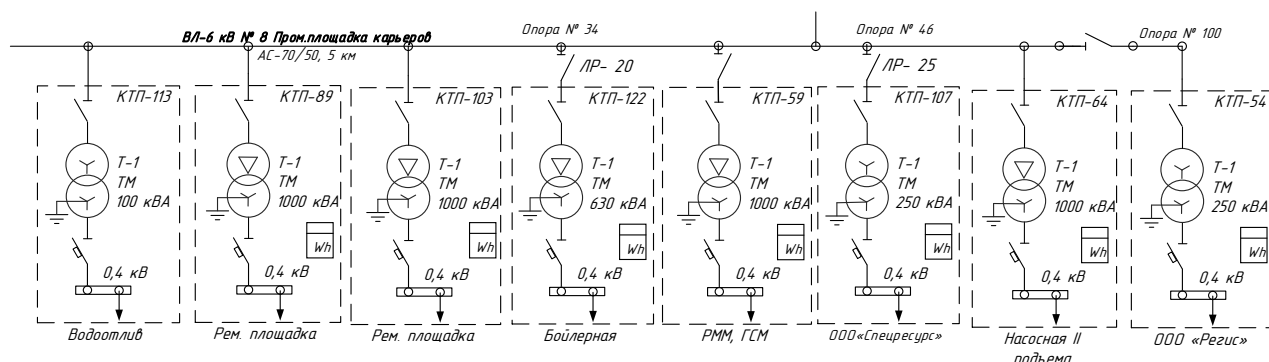


Рисунок 14 – Однолинейная схема электроснабжения промышленной площадки

Оборудование, установленное на ВЛ от ПС Бахмут, участвует в техническом учете электроэнергии рудника. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц назначенными сотрудниками. Счетчики электрической энергии, установленные на КТП механические. Не на всех КТП воздушной линии присутствуют счетчики ЭЭ, данные определяются расчетным способом. Для повышения точности учета необходима замена существующих счетчиков ЭЭ на новые. Так же для достоверности данных нужна закупка счетчика ЭЭ для КТП без учета ЭЭ.

Таким образом, на ПС 35/6 кВ «Бахмут» и отходящих от нее ВЛ существует только технический учет электроэнергии. Точки технического учета электроэнергии имеются не на всем оборудовании отходящих линий. Оснащение приборами учета является недостаточным, требуется дополнительные счет-

чики ЭЭ. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена на всем оборудовании, установленном на ВЛ.

2) ПС 35/6 кВ «Александра»

На ПС 35/6 кВ «Александра» и отходящих от нее ВЛ существует только технический учет электроэнергии, необходимый для внутреннего учета электроэнергии между объектами рудника. Точки технического учета электроэнергии располагаются в ЗРУ 6 кВ ПС. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек подстанции автоматизированным способом, сбор данных происходит на сервер.

ПС 35/6 кВ «Александра» питает свои объекты по единственной воздушной линии 6 кВ 18. В настоящее время горный работы в месторождениях практически не ведутся. Основные объекты, питающиеся от подстанции: карьер «Известковый», где главным потребителем является дробильный комплекс и карьер «Уркан», главный потребитель ЭКГ-10. Дробильный комплекс получает свое питание от комплектной трансформаторной подстанции мощностью 250 кВА. Горный экскаватор по кабельной линии 6 кВ питается от ячейки комплектной наружной установки отдельно стоящей.

Оборудование, установленное на ВЛ 6 кВ, участвует в техническом учете электроэнергии рудника. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц назначенными сотрудниками. Счетчики электрической энергии, установленные на КТП, ЯКНО, РП механические. На КТП для освещения и питания ретранслятора отсутствует счетчик.

Таким образом, на ПС 35/6 кВ «Александра» и отходящих от нее ВЛ существует только технический учет электроэнергии. Точки технического учета электроэнергии имеются не на всем оборудовании отходящих линий. Оснащение приборами учета является недостаточным, поэтому требуется дополнительные счетчики ЭЭ. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена счетчиков электроэнергии на всем оборудовании, установленном на ВЛ. Однолинейная схема электроснабжения от ПС 35/6 кВ «Александра» показана на рисунке 15.

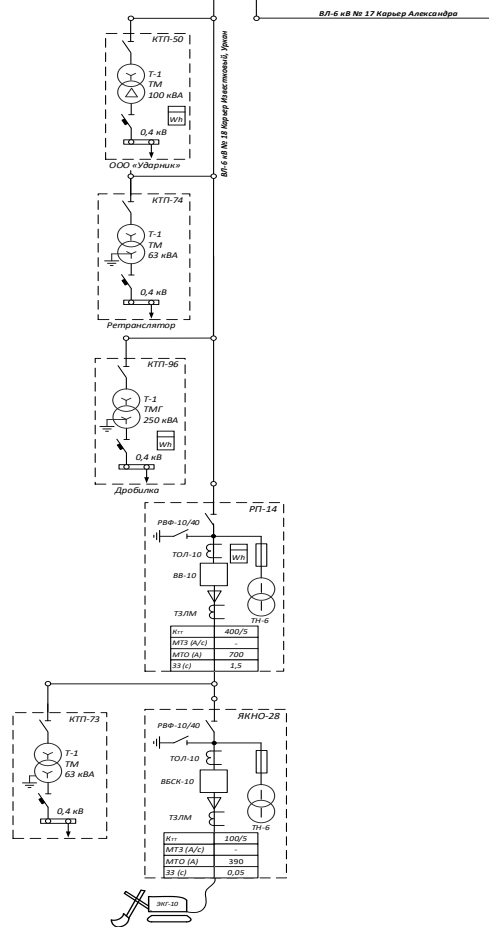
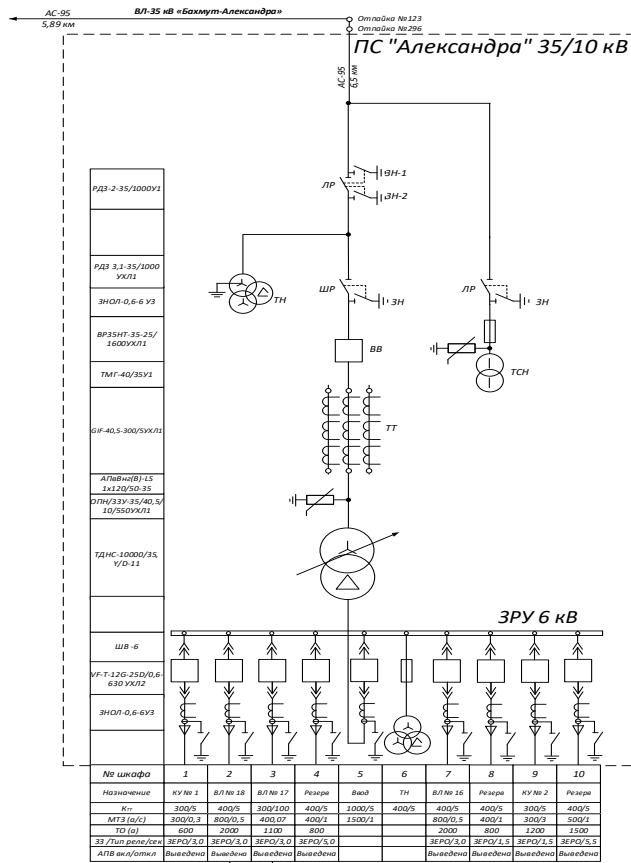


Рисунок 15 – Однолинейная схема электроснабжения от ПС 35/6 кВ «Александра»

3) ПС 110/35/6 кВ «Пионер»

На отходящих ВЛ и КЛ 6 кВ от КРУН 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Пионер» существует только технический учет электроэнергии, необходимый для внутреннего учета электроэнергии между объектами рудника. Точки технического учета электроэнергии располагаются в двух КРУН 6 кВ. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек подстанции автоматизированным способом, сбор данных происходит на сервер устаревшего программного обеспечения Пирамида первых годов выпуска.

ПС 110/35/6 кВ «Пионер» является основной и питает две подстанции на руднике «Пионер». От КРУН 6 кВ подстанции осуществляется электроснабжение таких объектов, как золото-извлекательная фабрика, несколько карьеров, хвостовые хозяйства, гидротехнические сооружения. Питание основного объекта золото-извлекательной фабрики происходит от двух КРУН-6 кВ по кабельным линиям, находящихся в кабельной эстакаде и приходящими на распределительные устройства. Рассмотрим подробнее электроснабжение золото-извлекательной фабрики.

Первый блок питается по двум КЛ, приходящим на РУ 6 кВ № 1. От РУ 6 кВ № 1 снабжаются такие объекты, как сорбция, измельчение, насосная и мельницы, участвующие в дроблении руды для дальнейшего технологического процесса.

Оборудование, установленное на ВЛ и КЛ, отходящих от РУ, участвует в техническом учете электроэнергии рудника. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц назначенными сотрудниками энергетической службы. Счетчики электрической энергии, установленные на КТП механические. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена счетчиков электроэнергии на всем оборудовании, установленном на ВЛ и КЛ.

Однолинейная схема электроснабжения первого блока фабрики представлена на рисунке 16.

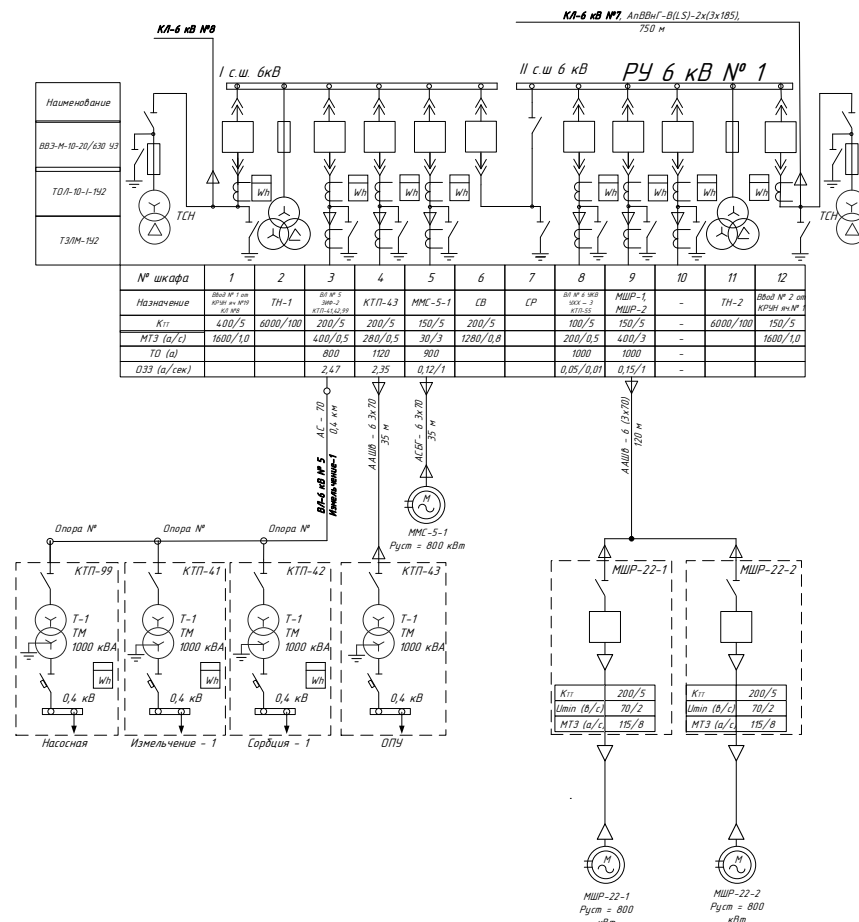


Рисунок 16 – Однолинейная схема электроснабжения первого блока фабрики

На РУ 6 кВ 1 точки технического учета электроэнергии располагаются в ячейках. Измерительные комплексы РУ 6 кВ 1 представлены в таблице ниже.

Таблица 7 – Измерительные комплексы РУ 6 кВ 1

Оператив-ный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч.1	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.3	ВЛ № 5 КТП № 41,42,99	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.4	КТП № 43	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.3	ВЛ № 7 УХХ-1, 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.4	ВЛ № 10 Карьер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.5	ВЛ № 3 ЗИФ-2 УКВ	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.6	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.7	ВЛ № 11 Шахта	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5

Все ТН в ячейках РУ марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - ТОЛ-10-1-1У2. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РУ автоматизированным способом, сбор данных происходит на сервер устаревшего программного обеспечения Пирамида первых годов выпуска. Все ячейки РУ 6 кВ оснащены приборами учета, ТТ, ТН, поэтому дополнительного оснащения на ПС не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным и полным.

Второй блок является наиболее мощным по сравнению с первым и получает питание от РУ 6 кВ 2. От него питание получают такие объекты, как сорбция, измельчение, более мощные мельницы в количестве 4 единицы, сгущение и флотация. Однолинейная схема электроснабжения второго блока фабрики показана на рисунке 17.

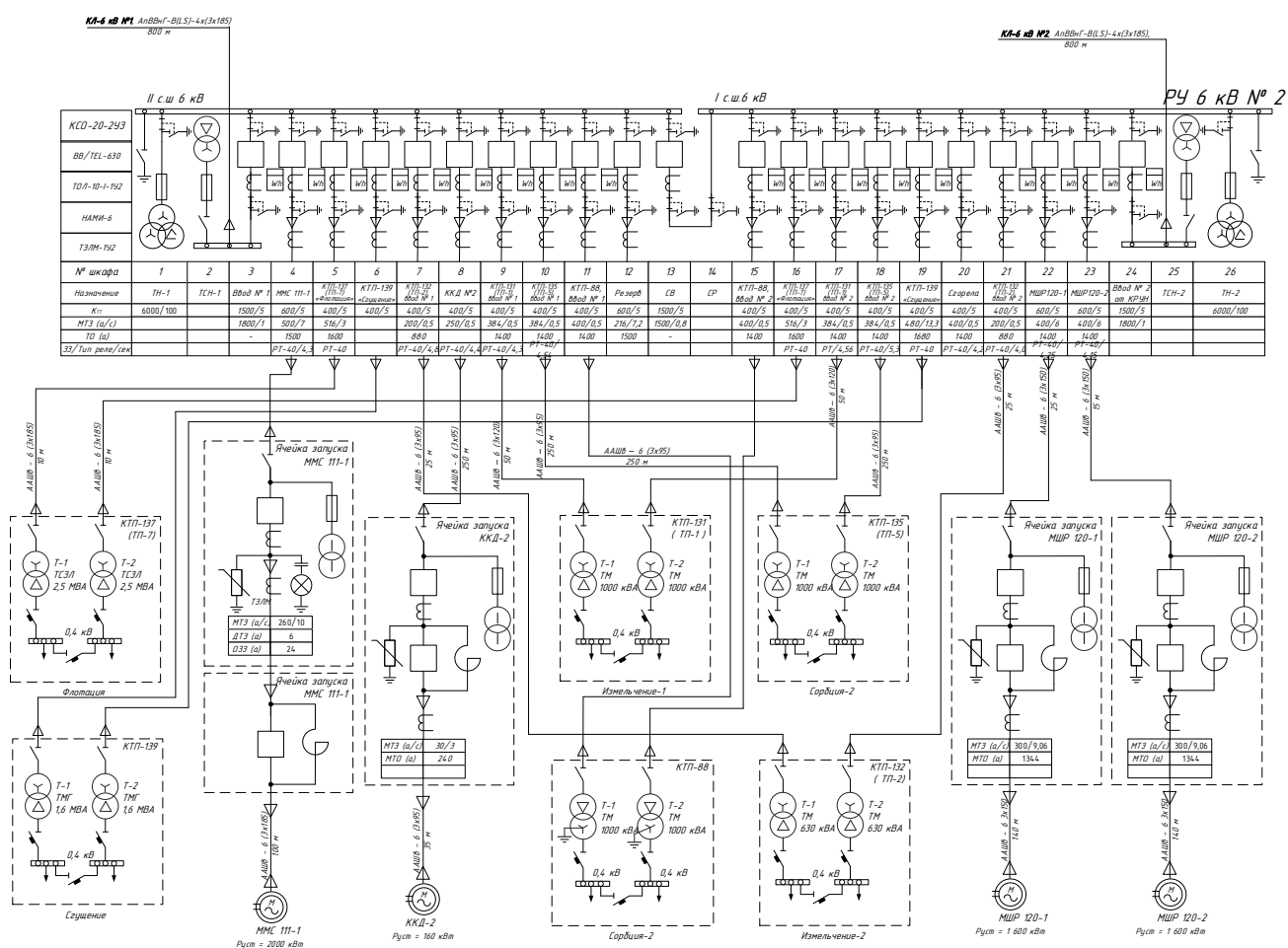


Рисунок 17 – Однолинейная схема электроснабжения второго блока фабрики

На РУ 6 кВ 2 точки технического учета электроэнергии располагаются в ячейках. Все ТН в ячейках РУ марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - марки ТОЛ-10-І-1У2. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек автоматизированным способом, сбор данных происходит на сервер. Измерительные комплексы РУ 6 кВ 2 представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Измерительные комплексы РУ 6 кВ 2

Оператив- ный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч. 2	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 3	ВЛ № 5 КТП № 41,42,99	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч. 4	КТП № 43	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч. 5	ВЛ № 7 УХХ-1, 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч. 6	ВЛ № 10 Карьер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 7	ВЛ № 3 ЗИФ-2 УКВ	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч. 8	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч. 9	ВЛ № 11 Шахта	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч. 10	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1
яч. 11	ввод № 1 (от КЛ-1 яч.-9)	СЭТ 4ТМ.02.2	6000/100	1500/5
яч. 15	ММС-111-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч. 16	ТП - Флотация ввод 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 17	ТП - Сгущение ввод 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 18	ТП-2 ввод 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 19	ККД-2	СЭТ 4ТМ.02.2	6000/100	400/5
яч.21	ТП-1 ввод 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.22	ТП-5 ввод 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.23	КТП № 88 ввод 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.24	КТП № 88 ввод 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.25	ТП - Флотация ввод 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5

Все ячейки РУ 6 кВ оснащены приборами учета, ТТ, ТН, поэтому дополнительное оснащение на ячейках РУ не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным и полным. Оборудование, установленное на КЛ, отходящих от РУ, участвует в техническом учете электроэнергии фабрики. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц дежурными сотрудниками энергетической службы. Счетчики электрической энергии, установленные на КТП механические. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена счетчиков ЭЭ на всем оборудовании, установленном на КЛ.

Третий блок фабрики, участвует в похожих технологических процессах, по мощности не уступает второму, его электроснабжение осуществляется от РУ 6 кВ 3 и питает такие объекты как четыре мельницы для дробления руды, флотацию и измельчение. Однолинейная схема электроснабжения третьего блока фабрики показана на рисунке 18.

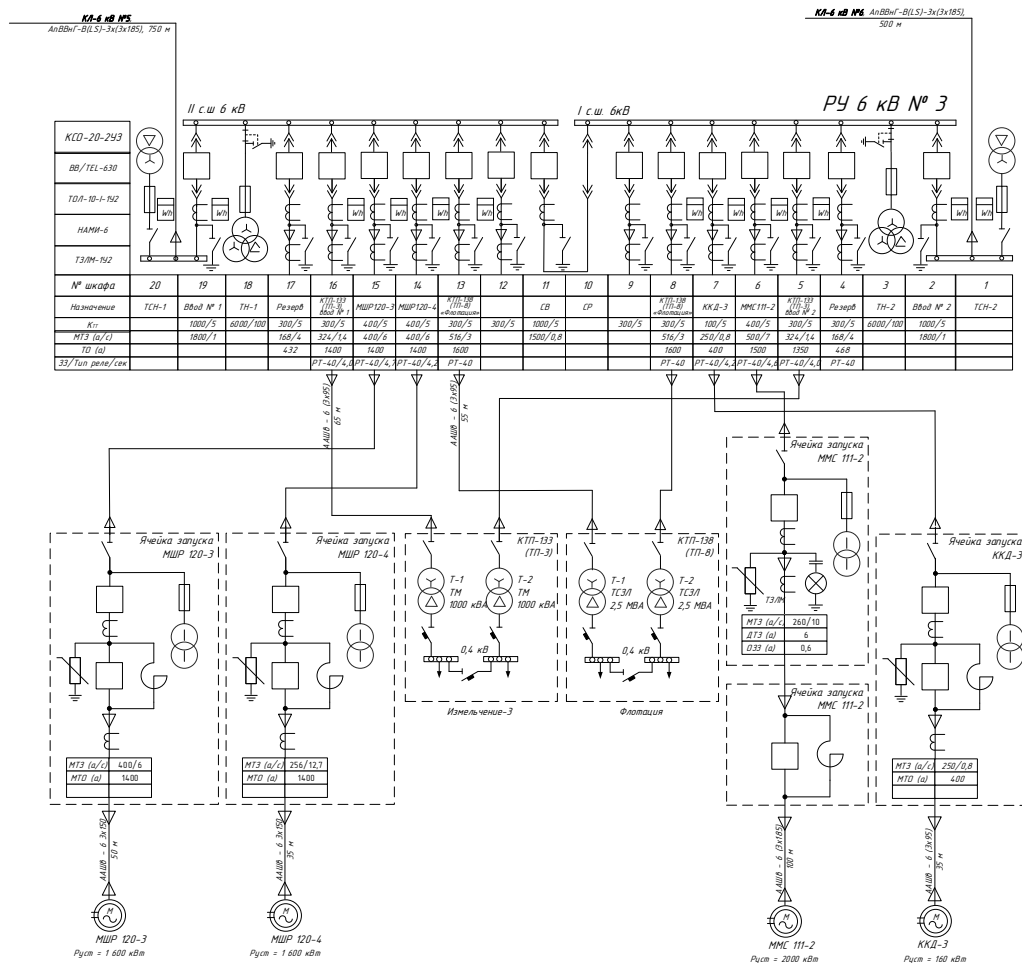


Рисунок 18 – Однолинейная схема электроснабжения третьего блока фабрики

РУ 6 кВ 3 участвует в техническом учете электрической энергии, точки учета ЭЭ находятся в ячейках 6 кВ. Сбор данных осуществляется автоматизированным способом через программное обеспечение на сервер. На отходящих КЛ от РУ 6 кВ 3, установлено оборудование, участвующее в техническом учете электроэнергии золото-извлекательной фабрики. С приборов учета ЭЭ снятие показаний происходит один раз в месяц. Первого числа каждого месяца назначается дежурный сотрудник энергетической службы.

Измерительные комплексы, установленные на РУ 6 кВ 3 представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Измерительные комплексы, установленные на РУ 6 кВ 3

Оперативный номер	Потребитель	Тип прибора учета ЭЭ	ТН	ТТ
яч.1	ТСН-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	100/5
яч.2	Ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.5	ТП-3 ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.6	ММС-111-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.7	ККД-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.8	ТП-Флотация ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.13	ТП-Флотация ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.14	МШЦ-120-3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.15	МШЦ-120-4	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.16	ТП-3 ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.19	Ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.20	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	100/5

По отходящим КЛ питаются стационарные КТП. На КТП установлены механические счётчики электроэнергии. Для повышения точности учета электроэнергии требуется замена счетчиков электроэнергии на всём оборудовании, установленном на КЛ.

Четвертое распределительное устройство номиналом 6 кВ необходимо для электроснабжения компрессорной, в составе которой 5 компрессоров, участвующих в технологическом процессе нужд золото-извлекательной фабрики. Каждый компрессор питается от отведенной для него ячейки распределительного устройства по кабельным линиям 6 кВ. Однолинейная схема электроснабжения компрессорной и компрессоров золото-извлекательной фабрики показана на рисунке 19.

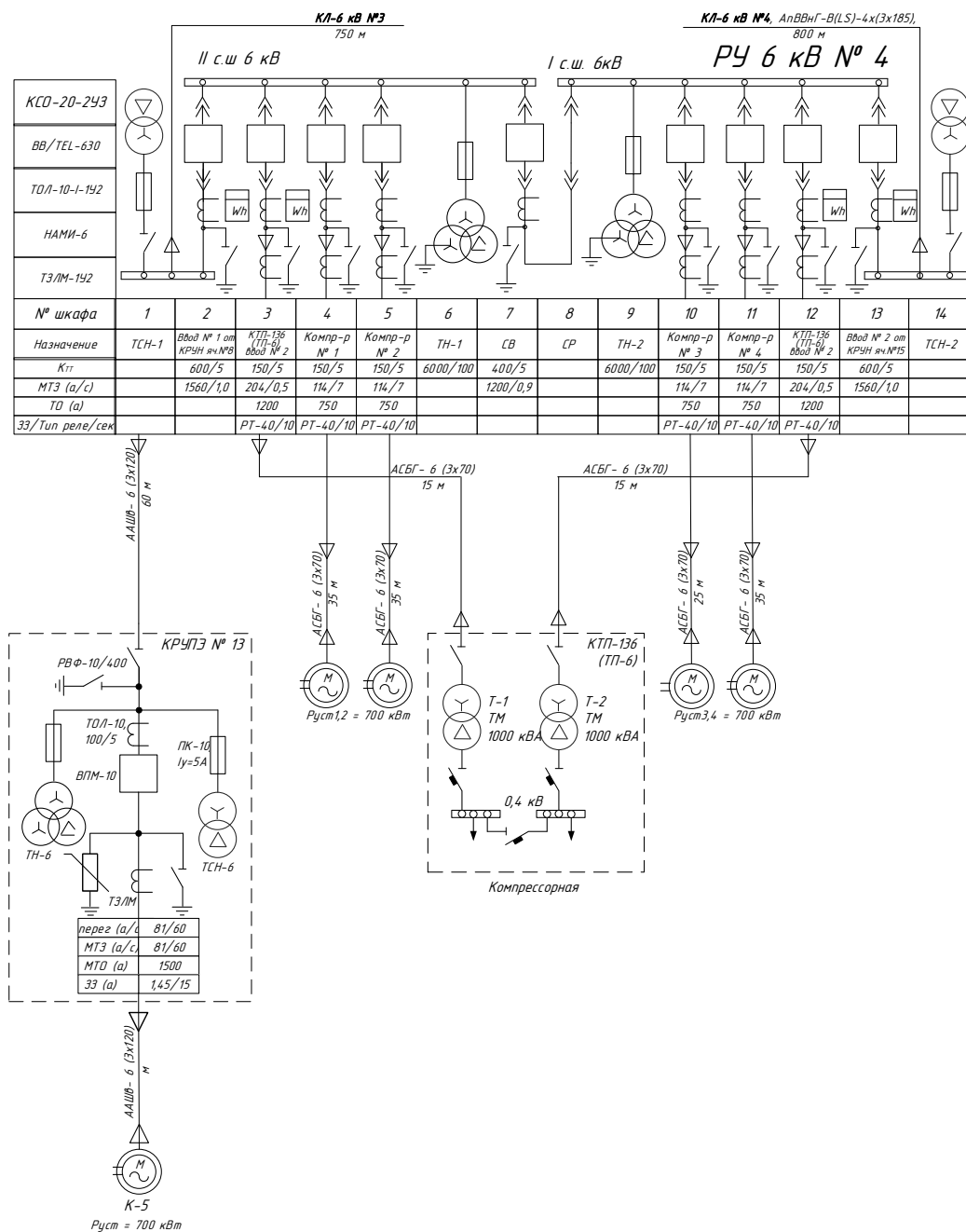


Рисунок 19 – Однолинейная схема электроснабжения компрессорной и компрессоров золото-извлекательной фабрики

На РУ 6 кВ 4 точки технического учета электроэнергии располагаются в ячейках. Все ТН в ячейках РУ марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - ТОЛ-10-І-1У2.

Измерительные комплексы РУ 6 кВ 2 представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Измерительные комплексы РУ 6 кВ 4

Оператив- ный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч.2	ввод № 1 (от КЛ-3 яч.-8)	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.3	ТП-6 Компрессорная 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.12	ТП-6 Компрессорная 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.13	ввод № 2 (от КЛ-4 яч.-15)	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5

Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РУ автоматизированным способом, сбор данных передается на сервер. Не все ячейки РУ 6 кВ оснащены приборами учета, а именно счетчиками электрической энергии, поэтому дополнительное оснащение на РУ требуется, т. к. данное оснащение является недостаточным. Установки дополнительных ТН и ТТ на ячейках РУ не требуется.

На КЛ, выходящих с ячеек РУ, на оборудовании, а именно КРУПЭ установлен механический счетчик ЭЭ, поэтому так же необходима замена.

РУ 6 кВ 5 питается по кабельным линиям, находящимся в кабельной эстакаде, от КРУН 6 кВ ПС 110/35/6 кВ «Пионер». От распределительного устройства по кабельным линиям получает питание четвертый блок золото-извлекательной фабрики, в его состав входит несколько мельниц, измельчение, сорбция.

На РУ 6 кВ 5 точки технического учета электроэнергии располагаются в ячейках. Все ТН в ячейках РУ марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - марки ТОЛ-10-І-1У2. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек автоматизированным способом, сбор данных происходит на сервер. Однолинейная схема электроснабжения четвертого блока фабрики показана на рисунке 20.

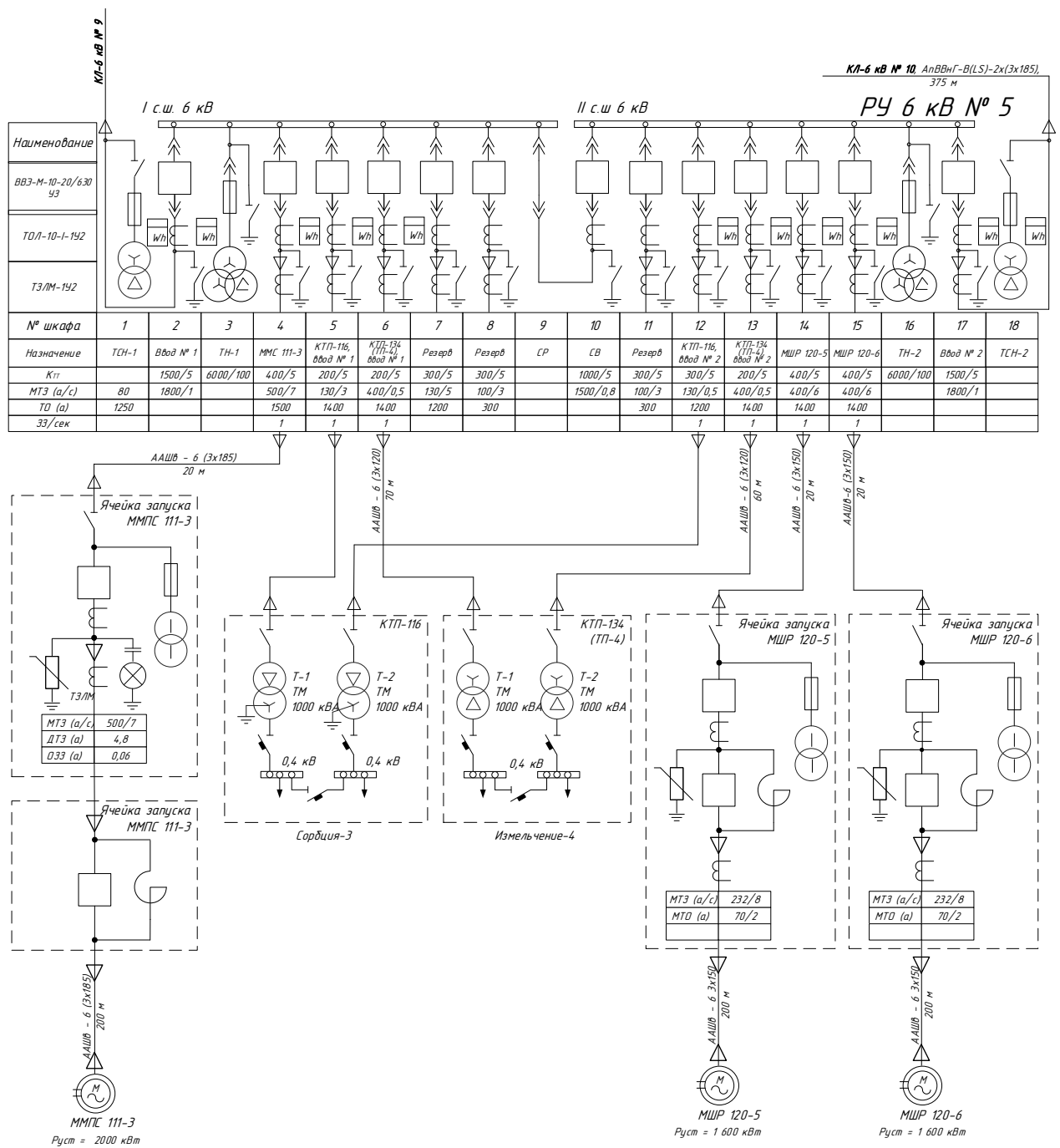


Рисунок 20 – Однолинейная схема электроснабжения четвертого блока золото-извлекательной фабрики

Оборудование, установленное на КЛ, отходящих от РУ, участвует в техническом учете электроэнергии рудника золото-извлекательной фабрики. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом первого числа один раз в месяц.

Измерительные комплексы РУ 6 кВ 5 представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Измерительные комплексы РУ 6 кВ 5

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч.1	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.2	ввод № 1 (от КЛ-9)	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч. 4	ММПС №3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 5	КТП 116 Ввод №1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч. 6	ТП-4 Ввод №1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.12	КТП 116 Ввод №2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.13	ТП-4 Ввод №2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.14	МШЦ-120-5	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.15	МШЦ-120-6	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.17	ввод № 2 (от КЛ-10)	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.18	ТСН-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5

Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РУ автоматизированным способом, сбор данных передается на сервер. Все ячейки РУ 6 кВ оснащены приборами учета, поэтому дополнительное оснащение на РУ не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным. Установки дополнительных ТН и ТТ на ячейках РУ не требуется.

На отходящих КЛ от РУ установлено оборудование, где счетчики электроэнергии механические. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена счетчиков ЭЭ на всем оборудовании, установленном на КЛ.

Так же от РУ 6 кВ № 1 питает такой немаловажный объект как участок хвостового хозяйства гидротехнических сооружений. Участок делится на 3 части, каждая из которых питается от своей воздушной линии, потребителями в основном являются насосы откачки пульпы. Все части связаны между собой

таким образом, что получается кольцевая сеть, поэтому каждый участок в случае отключения линии с одной стороны может питаться, с другой стороны.

Однолинейная схема электроснабжения участка хвостового хозяйства и гидротехнических сооружений представлена на рисунке 21.

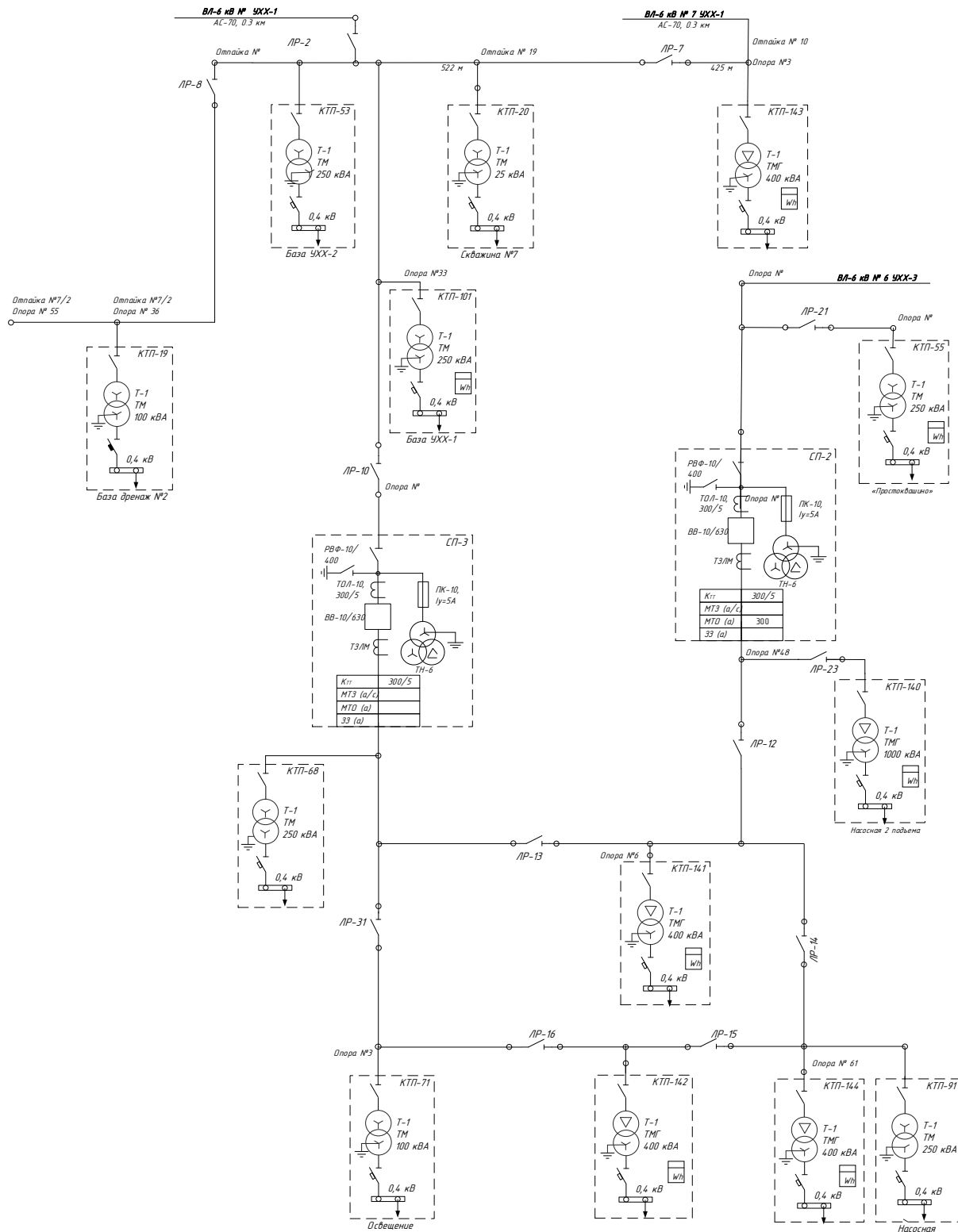


Рисунок 21 – Однолинейная схема электроснабжения участка хвостового хозяйства и гидротехнических сооружений

Оборудование, установленное на ВЛ, отходящей от РУ, участвует в техническом учете электроэнергии рудника золото-извлекательной фабрики. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц назначенными дежурными сотрудниками энергетической службы золорудных месторождений. Не все КТП имеют счетчики ЭЭ, поэтому оснащение приборами учета электроэнергии выполнено не в полном объеме и требуется дополнительная установка. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена счетчиков ЭЭ на всем оборудовании, установленном на ВЛ.

От КРУН 6 кВ подстанции существует потребитель ЭЭ в виде водозабора, который необходим для технологического процесса золото-извлекательной фабрики. Питание электроустановок осуществляется по воздушным линиям 6 кВ с разных ячеек с наличием линейных разъединителей для того, чтобы в случае отключения одной была возможность питания с другой линии. Основными потребителями по линии являются насосы для откачки воды на нужды фабрики. Однолинейная схема электроснабжения водозабора показана на рисунке 22.

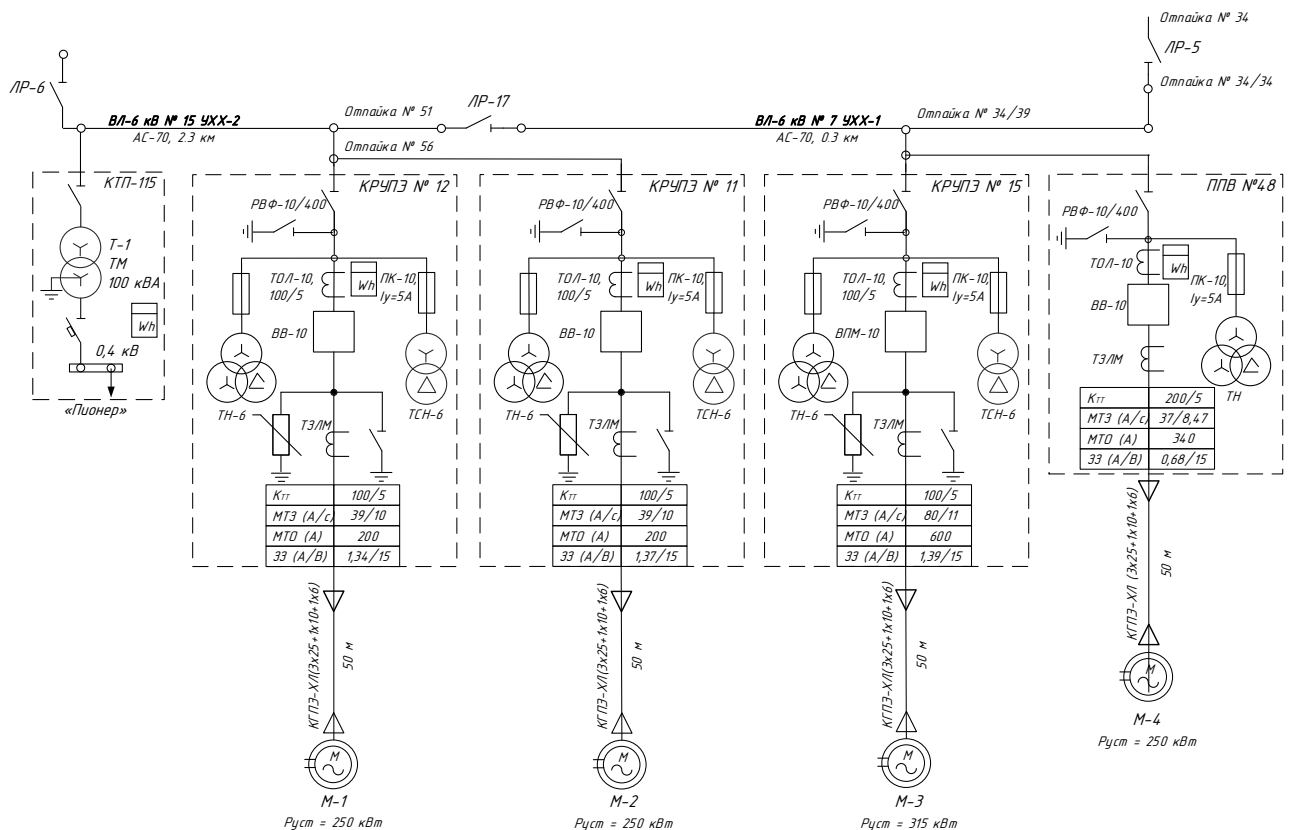


Рисунок 22 – Однолинейная схема электроснабжения водозабора

Оборудование, установленное на ВЛ, отходящей от КРУН, участвует в техническом учете электроэнергии рудника золото-извлекательной фабрики. Сбор показаний с приборов учета электроэнергии происходит ручным способом один раз в месяц назначенными сотрудниками энергетической службы. На всех КТП, КРУПЭ, ППВ счетчики ЭЭ механические. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется замена счетчиков ЭЭ на всем оборудовании, установленном на ВЛ.

Таким образом, рассматривая внутренне электроснабжение золоторудного месторождения «Пионер», можно сказать, что это сложная электрическая сеть различных классов напряжения с большим количеством внутренних потребителей. В состав которых входит электрическое оборудование различных мощностей от крупных до незначительных. Каждое оборудование, имеет свою ключевую роль для добычи золота.

4) ПС 110/35/6 кВ Покровка

На основании характера и параметров нагрузки и генплана на ПАГК приняты к установке три распределительных пункта 6 кВ: РП 6 кВ № 4 и РП 6 кВ № 5 (для кислородной станции); РП-6кВ № 6 (для автоклавного и фильтрационного оборудования). РП 6 кВ № 1, РУ 6 кВ № 2 - распределительные устройства, установленные в главном корпусе ПАГК.

От КРУН подстанции отходит 4 кабельные линии 6 кВ для питания распределительных пунктов, а также ВЛ 6 кВ некоторых объектов Покровского автоклавного гидрометаллургического комплекса. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РУ автоматизированным способом, данные сбора передаются на сервер. Все ячейки РП 6 кВ оснащены приборами учета, а именно счетчиками электрической энергии, поэтому дополнительное оснащение на РП не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным. Установки дополнительных ТН и ТТ на ячейках РУ не требуется. Оборудование, установленное на КЛ, отходящей от РП, участвует в техническом учете электроэнергии золоторудных месторождений. Однолинейная схема электроснабжения от ПС 110/35/6 кВ Покровка на рисунке 23.

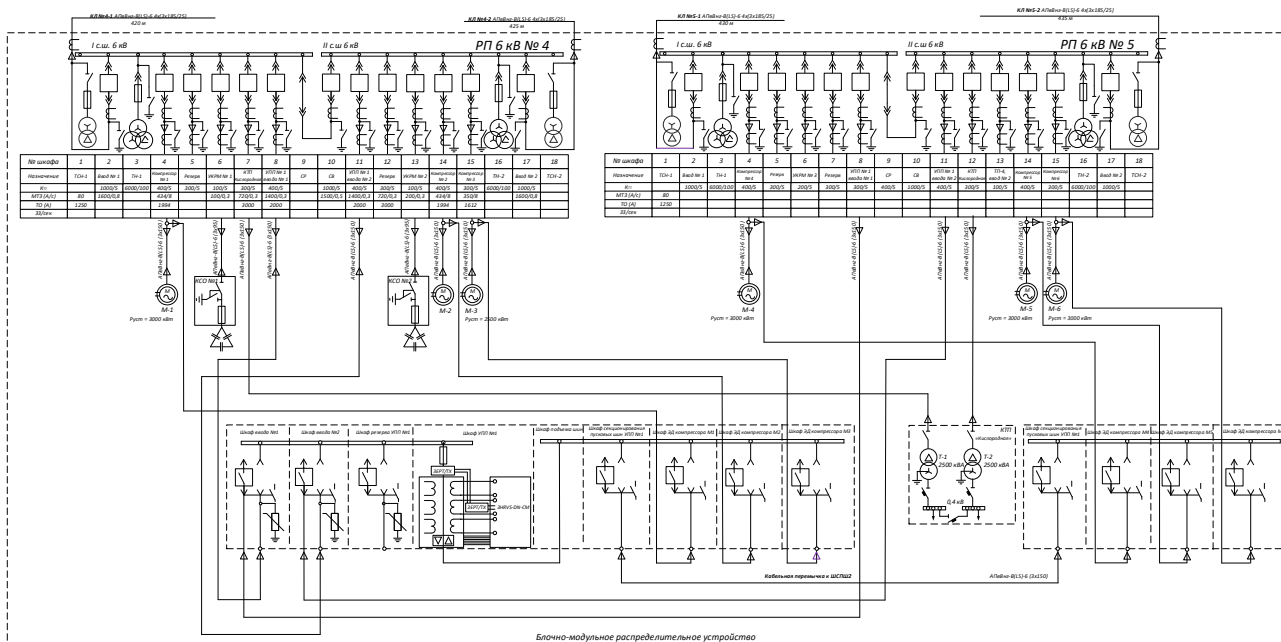


Рисунок 23 – Однолинейная схема электроснабжения от ПС 110/35/6 кВ
Покровка

Измерительные комплексы РП 6 кВ 4 и 5 показаны в таблицах 12 и 13.

Таблица 12 – Измерительные комплексы РП 6 кВ 4

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
1	2	3	4	5
яч.1	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1
яч.2	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч. 4	компрессор № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 5	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч. 6	УКРМ № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.7	КТП Кислородная	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.8	УПП № 1 ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.11	УПП № 1 ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.12	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.13	УКРМ № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.14	компрессор № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5

1	2	3	4	5
яч.15	компрессор № 3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.17	ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.18	ТСН-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1

Таблица 13 – Измерительные комплексы РП 6 кВ 5

Оператив- ный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч.1	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1
яч.2	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч. 4	компрессор № 4	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч. 5	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч. 6	УКРМ № 3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.7	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.8	УПП № 1 ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.11	УПП № 1 ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.12	КТП Кислородная	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.13	ТП-4 ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.14	компрессор № 5	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.15	компрессор № 6	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.17	ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.18	ТСН-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1

На РП 6 кВ точки технического учета электроэнергии располагаются в ячейках. Все ТН в ячейках РУ марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - марки ТОЛ-10-І-1У2. Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РП автоматизированным способом, сбор данных передается на общий сервер. Все ячейки РП 6 кВ оснащены приборами учета, поэтому дополнительное оснащение на РП не требуется. Установки дополнительных ТН и ТТ на ячейках РУ не требуется.

На отходящих КЛ от РП дополнительной установки приборов учета ЭЭ не требуется. Данные для учета ЭЭ по оборудованию берутся от ячеек.

5) ПС 35/6 кВ Заводская

На ПС 35/6 кВ Заводская установлено два КРУН 6 кВ. От первого КРУН 6 кВ по отходящим кабельным линиям питаются два распределительных пункта. От первого КРУН по кабельным линиям снабжаются такие объекты как автотрансформаторный корпус и корпус фильтрации и нейтрализации. Эти объекты необходимы для участия в технологическом процессе по выделению золота из флотоконцентрата поставляемого с рудника «Пионер».

Измерительные комплексы РП 6 кВ 6 показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Измерительные комплексы РП 6 кВ 6

Оператив- ный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
2	3	4	5	6
яч.1	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1
яч.2	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч. 4	КЛ к Т-02А	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч. 5	КЛ к Т-01А	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч. 6	КЛ к Т-03А	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.7	КЛ к Т-04А	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.8	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.11	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.12	КЛ к Т-04В	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.13	КЛ к Т-03В	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.14	КЛ к Т-02В	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.15	КЛ к Т-01В	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.17	ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.18	ТСН-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	1	1

Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РУ автоматизированным способом, сбор данных происходит на сервер. Все ячейки РП 6 кВ оснащены приборами учета, поэтому дополнительное оснащение на РУ не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным. Установки дополнительных ТН и ТТ на ячейках РУ не требуется. На отходящих КЛ от РП данные будут брать от ячеек РП. Однолинейная схема электроснабжения от КРУН-6 кВ № 1 ПС 35/6 кВ Заводская изображена на рисунке 24.

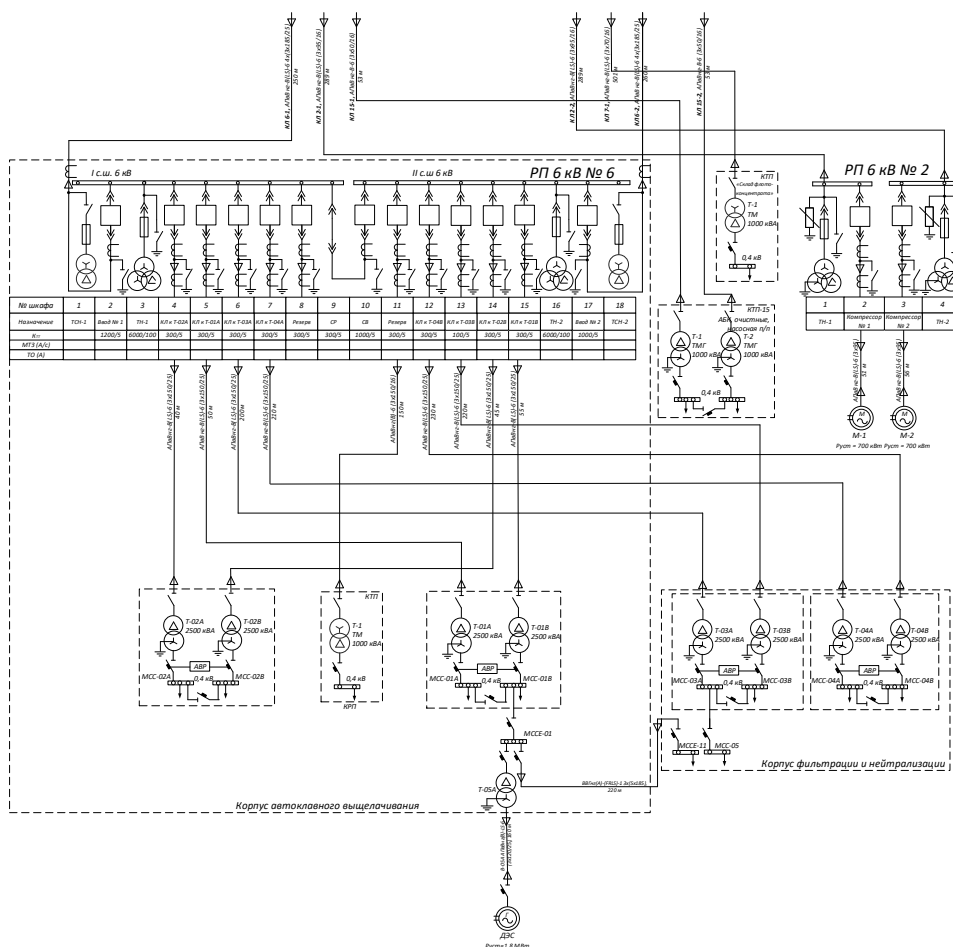


Рисунок 24 – Однолинейная схема электроснабжения от КРУН-6 кВ № 1 ПС 35/6 кВ Заводская

От второго распределительного пункта осуществляется электроснабжение двух компрессоров, необходимых для определенной операции в технологическом процессе автоклавного гидрометаллургического комплекса. Оборудование, установленное на КЛ, отходящих от РП, участвует в техническом учете

электроэнергии. Не требуется замена счетчиков ЭЭ на всем оборудовании, установленном на КЛ.

От второго КРУН 6 кВ подстанции по отходящим кабельным линиям питается распределительный пункт и ячейки запуска мельниц, участвующих в процессе. Так же от отходят воздушные линии 6 кВ, необходимые для питания КТП объектов ПАГК. По КВЛ 6 кВ от ячейки 9 питается станция обеззараживания и гидromеталлургический комплекс. По КВЛ от ячейки 19 осуществляется питание ремонтной площадки, дробилки.

По КВЛ 6 кВ от ячейки 18 осуществляется электроснабжение КТП, необходимых для питания таких объектов как общежития вахтового поселка и питьевой насосной станции. Данные КТП необходимы для технического учета ЭЭ золоторудной месторождений. На КТП отсутствуют счетчики ЭЭ, данные учитываются при расчете потребления вахтового поселка. Для повышения точности учета ЭЭ необходима установка новых приборов учета ЭЭ с возможностью передачи данных, т. е. с модемом.

Однолинейная схема электроснабжения вахтового поселка ПАГК представлена на рисунке 25.

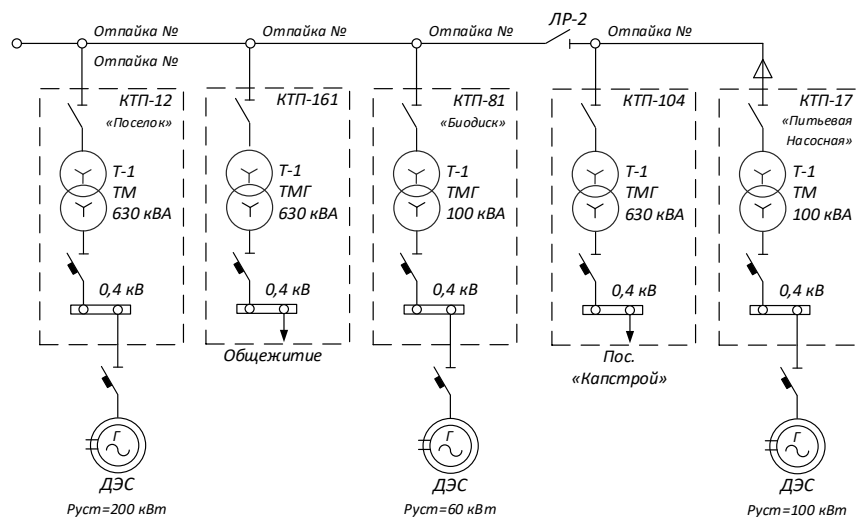


Рисунок 25 – Однолинейная схема электроснабжения вахтового поселка ПАГК

Однолинейная схема электроснабжения от КРУН-6 кВ № 2 ПС 35/6 кВ Заводская представлена на рисунке 26.

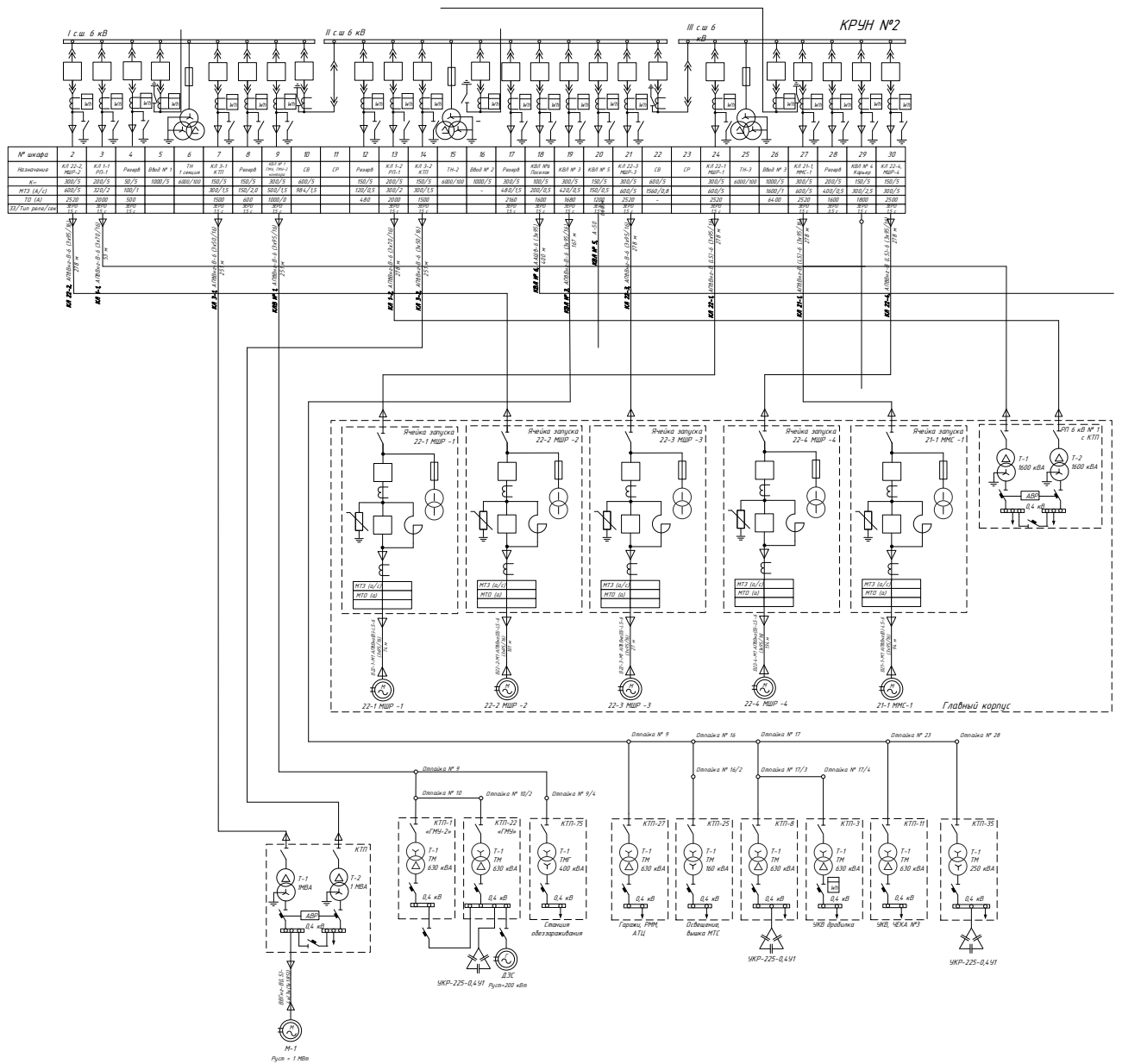


Рисунок 26 – Однолинейная схема электроснабжения от КРУН-6 кВ № 2
ПС 35/6 кВ Заводская

Оборудование, установленное на ВЛ, отходящей от КРУН 6 кВ, участвует в техническом учете электроэнергии. Данные определяются расчетным способом один раз в месяц. На всех КТП не установлены счетчики ЭЭ. Для создания автоматизированной системы учета электроэнергии требуется установка счетчиков ЭЭ на всем оборудовании на рассматриваемой ВЛ.

По ВЛ 6 кВ от ячейки 20 и ячейки 29 КРУН-2 осуществляется электроснабжение КТП 6 кВ для питания скважин технической воды, водоотлива, мон-

тажной площадки, склада взрывчатых веществ, насосной станции и насоса откачки воды. Однолинейная схема электроснабжения участка хвостового хозяйства и водоотлива ПАГК изображена на рисунке 27.

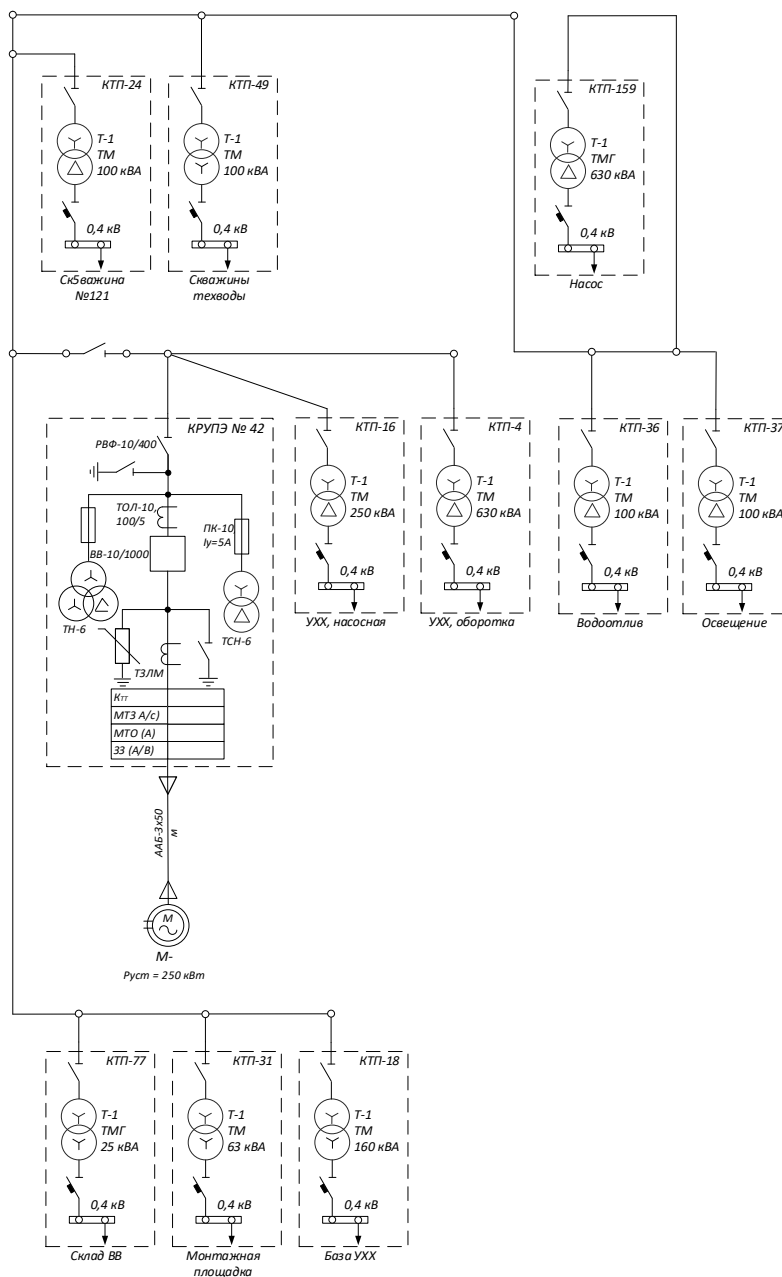


Рисунок 27 – Однолинейная схема электроснабжения участка хвостового хозяйства и водоотлива ПАГК

Оборудование, установленное на ВЛ, участвует в техническом учете электроэнергии. На всех КТП установлены механические счетчики электроэнергии. Для повышения точности учета ЭЭ требуется установка счетчиков ЭЭ с возможностью передачи данных.

2.3 Построение иерархической структуры электрических сетей, питающих золоторудные месторождения

Построение структуры электрических сетей выполнено для электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения. Граф электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, представлен на рисунке 28.

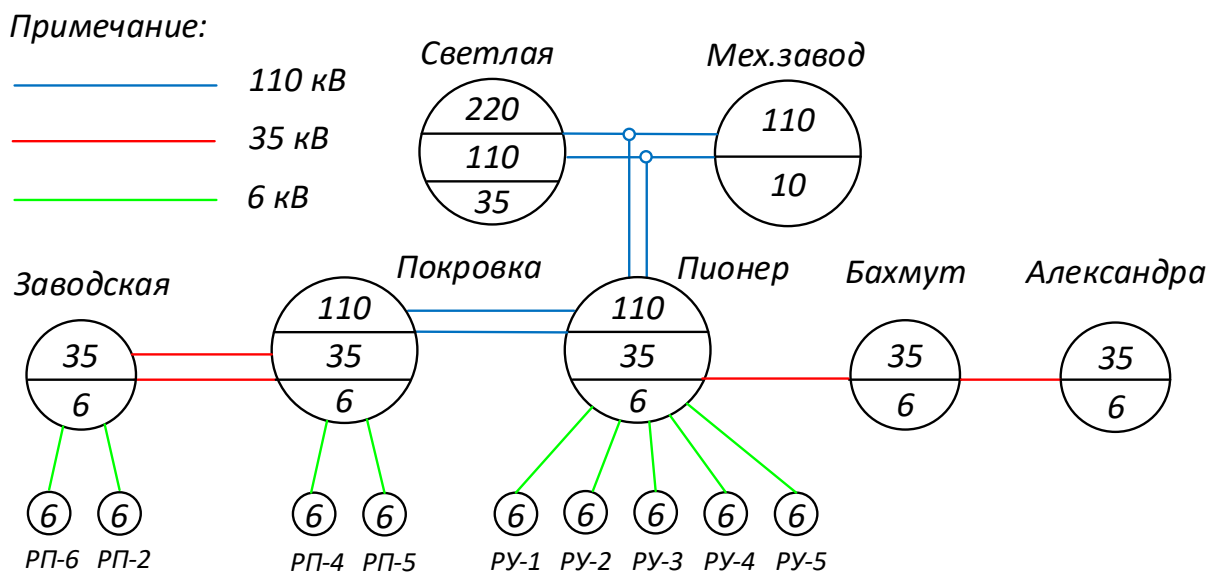


Рисунок 28 – Граф электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения

В качестве эквивалента рассматриваемого участка электрических сетей по классам напряжения выбрано следующее оборудование:

220 кВ – ПС Светлая;

110 кВ – ПС Мехзавод, ПС Пионер, ПС Покровка;

35 кВ – ПС Бахмут, ПС Александра, ПС заводская;

6 кВ – РП-2, РП-4, РП-5, РП-6, РУ-1, РУ-2, РУ-3, РУ-4, РУ-5.

Необходимо учитывать, что граф электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, представлен только со стационарными ВЛ и ВЛ. Информацию, полученную на основании характеристики внутреннего электроснабжения золоторудных месторождений, сведем в таблицу 15. Необходимость в счетчиках с возможно-

стью передачи данных для электрических сетей, питающих золоторудные месторождения показана в таблице 15.

Таблица 15 – Необходимость в счетчиках с возможностью передачи данных для электрических сетей, питающих золоторудные месторождения

ПУ	КТП	РП	ППВ	КРУПЭ	ЯКНО	ЯВП	ЩУ
Отсутствует	42	0	0	1	2	0	5
Установлено (механические)	108	11	1	10	10	4	6
Необходимо (автоматизированные)	150	11	1	11	12	4	11

На основании характеристики внутреннего электроснабжения золоторудных месторождений выявлено, что для оборудования, установленного на ВЛ и КЛ электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, необходимо полное переоснащение приборами учета электроэнергии (счетчиками ЭЭ), что позволит повысить точность учета ЭЭ.

2.4 Выделение и структурный анализ источника питания электрических сетей, питающих золоторудные месторождения

Источником питания электрических сетей 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, является ПС 220/110/35/10 кВ Светлая. Данная подстанция относится к Зейскому РЭС.

По типу ПС 220/110/35/10 кВ Светлая является проходной подстанцией. По схеме РУ относится к 12 – Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин [63]. На ПС установлено пять трансформаторов: АТ-1 и 2 номинальной мощностью 63 кВА на номинальное напряжение 220 кВ; трехобмоточные трансформаторы Т-3 и 4 номинальной мощностью 20 кВА на номинальное напряжение 110 кВ; двухобмоточный трансформатор номинальной мощностью 4 кВА, номинальным напряжением 35 кВ. От ПС Светлая отходит несколько ЛЭП различных классов напряжения. Воздушные линии, отходящие от ПС 220/110/35/10 кВ Светлая показаны в таблице 16.

Таблица 16 – Воздушные линии, отходящие от ПС 220/110/35/10 кВ Светлая

Участок	Напряжение, кВ	Длина, км	Марка провода
ЗГЭС – Светлая	220	10,36	АС-300/39
ЗГЭС – Светлая	220	10,06	АС-300/39
(ЗГЭС – Светлая) – Энергия	220	2,14	АС-300/39
(ЗГЭС – Светлая) – Энергия	220	2,17	АС-300/39
Светлая – Мехзавод	110	3,5	АС-185
Светлая – Мехзавод	110	3,5	АС-185
(Светлая – Мехзавод) – Пионер	110	69,1	АС-150
(Светлая – Мехзавод) – Пионер	110	69,1	АС-150
Светлая – Горная	110	38,0	АС-120
Светлая – Протока	35	3,5	АС-70
Светлая – Протока	35	3,5	АС-70
(Светлая – Протока) – Исток	35	4,1	АС-70
(Светлая – Протока) – Исток	35	4,1	АС-70
Светлая – Овсянка	35	29,0	АС-70
Светлая – Овсянка	35	29,0	АС-70

Согласно представленным данным структурного анализа источника питания электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, от ПС 220/110/35/10 кВ Светлая в электрические сети Зейского района Амурской области, питающие золоторудные месторождения, отходит две воздушные линии 110 кВ на ПС 110/35/6 кВ Пионер. ВЛ золоторудных месторождений присоединены отпайками к ВЛ-110 кВ Светлая-Мехзавод. Исходя из схемы присоединения электрических сетей золоторудных месторождений к Зейскому РЭС, для повышения точности учета электроэнергии, приборы учета ЭЭ должны быть установлены в местах присоединений на границе раздела.

Схема присоединения электрических сетей золоторудных месторождений к источнику питания показана на рисунке 29.

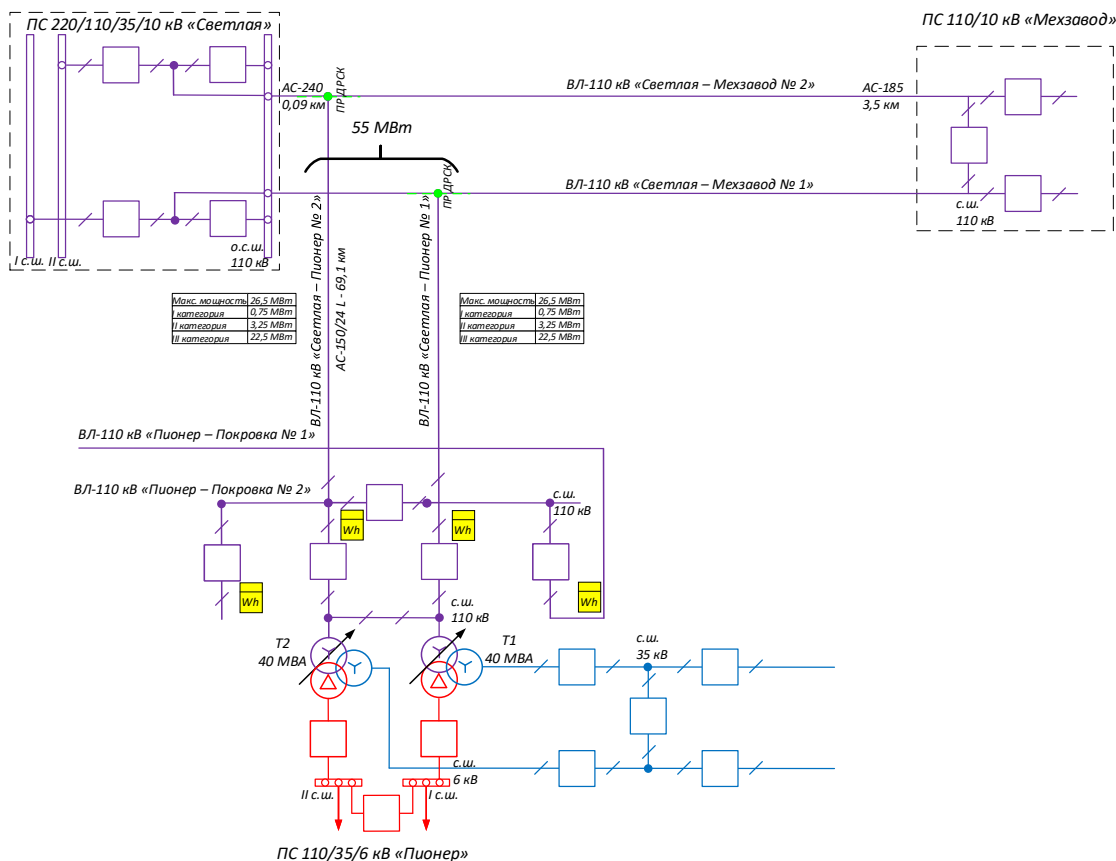


Рисунок 29 – Схема присоединения электрических сетей золоторудных месторождений к источнику питания

Исходя из схемы присоединения электрических сетей золоторудных месторождений к источнику питания, основанной на однолинейной схеме внешнего электроснабжения видно, что приборы учета электроэнергии установлены не в точках поставки электроэнергии, поэтому существует необходимость реализовать точки учета электроэнергии в местах присоединений на границах раздела, а именно опорах ВЛ 110 кВ.

2.5 Структурный анализ электрических сетей золоторудных месторождений

Структурный анализ электрических сетей золоторудных месторождений проводится путем деления электрических сетей на участки по классу напряжения с определением схемы. Структурный анализ электрических сетей золоторудных месторождений представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Структурный анализ электрических сетей, питающих золоторудные месторождения

Напряжение, кВ	Участок	Схема
110	Покровка – Пионер – Мехзавод – Светлая	Радиально- магистральная
35	Пионер – Бахмут – Александра	Магистральная
35	Покровка – Заводская	Магистральная резервированная

Из структурного анализа электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, получено, что схемы различны по своей конфигурации и изменений не требуется, так как существующие варианты полностью удовлетворяют потребности в электроснабжении объекты золоторудных месторождений, поэтому в дополнительных решениях нет необходимости.

2.6 Структурный анализ подстанций в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

ПС в электрических сетях 110/35/6 кВ, питающих золоторудные месторождения, различны по своему типу. Структурный анализ ПС в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Структурный анализ подстанций электрических сетей, питающей золоторудные месторождения

Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН
Пионер 110/35/6 кВ	Проходная	6-Заход-выход [63].
Покровка 110/35/6 кВ	Проходная	6-Заход-выход [63].
Заводская 35/6 кВ	Проходная	9-Однарабочая секционированная выключателем система шин [63].
Бахмут 35/6 кВ	Проходная	3Н-Блок (линия-трансформатор) с выключателем [63].
Александра 35/6 кВ	Тупиковая	3Н-Блок с выключателем [63].

Структурный анализ ПС электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, показал, что изменения в схемах не требуется, данные схемы полностью удовлетворяют потребности в электроснабжении объекты золоторудных месторождений. Установленные на ПС в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, трансформаторы различны по типовой мощности. Количество и марки, установленных трансформаторов на ПС в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, даны в таблице 19.

Таблица 19 – Количество и марки, установленных трансформаторов на ПС в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Название ПС	Количество и марка трансформаторов	Год изготовления	Год ввода	Срок службы
Пионер	2 x ТДТН-40000/115/38,5/6,6	2012	2013	30
Покровка	2 x ТДТН-25000/115/38,5/6,6	2008	2017	25
Заводская	2 x ТДНС-16000/35-У1	2012	2013	30
Бахмут	1 x ТДНС-16000/35-У1	2010	2011	30
Александра	1 x ТДНС-10000/35-У1	2008	2015	30

Установленные ТР на ПС в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения не превышают свой нормативный срок службы по паспортным данным, поэтому замены не требуется.

Проведем структурный анализ ПУ на ПС золоторудных месторождений. Измерительные комплексы ПС 110/35/6 кВ «Пионер» даны в таблице 20.

Таблица 20 – Измерительные комплексы ПС 110/35/6 кВ «Пионер»

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
1	2	3	4	5
яч.16	Ввод Т2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	3000/5
яч.1	КЛ № 7 РУ-1 яч.12	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.2	КЛ № 5 РУ-1 яч.19	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
яч.3	ВЛ № 7 УХХ-1, 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.4	ВЛ № 10 Карьер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.5	ВЛ № 3 ЗИФ-2 УКВ	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.6	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.7	ВЛ № 11 Шахта	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.8	КЛ № 3 РУ-2 яч.3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.9	КЛ №1 РУ-2 яч.3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.14	КЛ № 2 РУ-2 яч.24	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.15	КЛ № 4 РУ-4 яч.13	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.16	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.17	КЛ № 10 резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.18	ВЛ № 9 Шахта	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.19	КЛ № 8 РУ-1 яч.1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.20	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.21	КЛ № 6 РУ-3 яч.2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.22	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.24	Ввод Т1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	3000/5
яч.28	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.29	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.30	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.31	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.32	КЛ № 9 РУ-5 яч.2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.35	КЛ № 10 РУ-5 яч.17	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.36	ВЛ № 15 село Пионер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.37	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.38	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.39	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5

Все ТН в ячейках ПС Пионер марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - ТОЛ-10-І-1У2. Все ячейки КРУН 6 кВ оснащены приборами учета, ТТ, ТН, поэтому дополнительного оснащения на ПС не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным и полным.

Измерительные комплексы ПС 35/6 кВ «Бахмут» показаны в таблице 21.

Таблица 21 – Измерительные комплексы ПС 35/6 кВ «Бахмут»

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч.1	ВЛ № 14	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.2	ВЛ № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.3	ВЛ № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.4	ВЛ № 4	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.6	Ввод	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1500/5
яч.8	ВЛ № 12	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.9	ВЛ № 13	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.10	ВЛ № 8	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.11	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5

ТН в ячейках ПС 35/6 кВ Бахмут установлены марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ марки - ТОЛК-6-І-1У2. Все ячейки ЗРУ 6 кВ оснащены ПУ, ТТ, ТН, поэтому дополнительного оснащения на ПС не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным и полным.

Измерительные комплексы ПС 110/35/6 кВ «Покровка» представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Измерительные комплексы ПС 110/35/6 кВ «Покровка»

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
1	2	3	4	5
яч.1	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	3000/5
яч.3	ТСН-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.4	КЛ № 5-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5

1	2	3	4	5
яч.5	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.6	КЛ № 4-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.7	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.8	КВЛ № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.9	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.12	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.13	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.14	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.15	КЛ № 5-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.16	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.17	КЛ № 4-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.18	ТСН-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.20	ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	3000/5

В ячейках КРУН 6 кВ ПС 110/35/6 кВ Покровка установлены измерительные трансформаторы напряжения марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а измерительные трансформаторы тока марки - ТОЛ-10-І-1У2 на каждую фазу. Все ячейки оснащены измерительными комплексами. Дополнительной установки ПУ, ТТ, ТН не требуется, оснащение является достаточным для данной ПС.

Измерительные комплексы ПС 35/6 кВ «Заводская» даны в таблице 23.

Таблица 23 – Измерительные комплексы ПС 35/6 кВ «Заводская»

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
1	2	3	4	5
яч.2	КЛ 22-2, МШР-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.3	КЛ 11-1, РП	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.4	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5

1	2	3	4	5
яч.5	ввод № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.7	КЛ 3-1, КТП	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.8	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.9	КВЛ-1, ГМУ	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.12	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.13	КЛ 12-1, РП-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.14	КЛ 3-2, КТП	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.16	ввод № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.17	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.18	КВЛ-6, поселок	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	100/5
яч.19	КВЛ-3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.20	КВЛ-5	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.21	КЛ 22-3, МШР-3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.24	КЛ 22-1, МШР-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.26	ввод № 3	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.27	КЛ 22-1, ММС-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.28	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	200/5
яч.29	КВЛ-4, карьер	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.30	КЛ 22-4, МШР-4	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	150/5
яч.32	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.33	ввод Т-1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	3000/5
яч.34	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.35	КЛ 6-1, автоклав	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.36	КЛ 2-1, РП-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.37	КЛ 15-1, КТП-15	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.38	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.42	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5

1	2	3	4	5
яч.43	ввод Т-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	3000/5
яч.44	КЛ 2-2, РП-2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.45	КЛ 7-1, склад ФК	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.46	КЛ 6-2, автоклав	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1200/5
яч.47	резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.48	КЛ 15-2, КТП-15	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5

На ПС 35/6 кВ «Заводская» в ячейках КРУН 6 кВ 1 и 2 установлены ТН марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ марки - ТОЛ-10-І-1У2 на каждую фазу. Все ячейки оснащены полностью, дополнительной установки ПУ, ТТ, ТН не требуется.

Измерительные комплексы ПС 35/6 кВ «Александра» в таблице 24.

Таблица 24 – Измерительные комплексы ПС 35/6 кВ «Александра»

Оперативный номер	Потребитель	Тип ПУ	ТН	ТТ
яч.1	КУ № 1	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.2	ВЛ № 18	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.3	ВЛ № 17	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	600/5
яч.4	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.5	Ввод	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	1000/5
яч.7	ВЛ № 16	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.8	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5
яч.9	КУ № 2	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	300/5
яч.10	Резерв	СЭТ-4ТМ-02М 03	6000/100	400/5

Установленные ТН в ячейках ПС Александра марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ, а ТТ - ТОЛК-6-І-1У2. Все ячейки ЗРУ 6 кВ оснащены приборами учета ЭЭ, ТТ, ТН, поэтому дополнительного оснащения на ПС не требуется, т. к. данное оснащение является достаточным и полным.

Так же необходимо отметить, что помимо одинаковой марки установленных ТТ и ТН, все счетчики ЭЭ на ПС в электрических сетях 110/35/6 кВ золоторудных месторождений, являются однонаправленными по перетокам активной и реактивной мощности. Для коммерческого учета электроэнергии предоставляется как активная, так и реактивная энергия (мощность) каждый отчетный период с поставщиком ЭЭ. Для технического учета электроэнергии необходимы данные активной энергии (мощности) для внутренней отчетности золоторудных месторождений и анализа между цехами.

Исходя из анализа ПС в электрических сетях 110/35/6 кВ золоторудных месторождений составим таблицу, отражающую информацию по оснащению измерительными комплексами для дальнейшего анализа. Оснащение измерительными комплексами ПС золоторудных месторождений дано в таблице 25.

Таблица 25 – Оснащение измерительными комплексами ПС золоторудных месторождений

Наименование ПС	Место установки	Количество
1	2	3
Пионер	Всего	96
Пионер	Т-1,2	2
Пионер	ВЛ-110, 35	4
Пионер	КРУН-1	20
Пионер	КРУН-2	10
Пионер	РУ-1	9
Пионер	РУ-2	20
Пионер	РУ-3	12
Пионер	РУ-4	8
Пионер	РУ-5	11
Бахмут	Всего	19
Бахмут	БКРУ	9
Бахмут	ВЛ-35	1

1	2	3
Бахмут	ЗРУ	9
Александра	Всего	9
Александра	ЗРУ	9
Покровка	Всего	42
Покровка	Т-1,2	2
Покровка	ВЛ-35	2
Покровка	КРУН	7
Покровка	РП-4	8
Покровка	РП-5	11
Покровка	РП-6	12
Заводская	Всего	40
Заводская	Т-1,2	3
Заводская	ВЛ-35	2
Заводская	КРУН-1	14
Заводская	КРУН-2	21
	Итого	206

Для повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимости на приобретение измерительных комплексов ПС, РП, РУ нет. Автоматизированная система учета ЭЭ в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, имеет в общем количестве 206 счетчиков электрической энергии марки СЭТ-4ТМ-02М 03 все счетчики по перетокам мощности являются однонаправленными. Активная энергия (мощность) необходима как для коммерческого учета, так и для технического, а реактивная энергия необходима только для коммерческого учета электроэнергии.

2.7 Структурный анализ линий электропередач в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Структурный анализ ВЛ проводится с выделением участков по классам напряжения, а также определения длины и марки провода. Структурный анализ ВЛ в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Структурный анализ ВЛ в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения

Участок	Напряжение, кВ	Длина, км	Марка провода
Светлая – Мехзавод	110	3,5	АС-185
Светлая – Мехзавод	110	3,5	АС-185
(Светлая – Мехзавод) – Пионер	110	69,1	АС-150
(Светлая – Мехзавод) – Пионер	110	69,1	АС-150
Пионер – Покровка	110	35,49	АС-150
Пионер – Покровка	110	35,49	АС-150
Итого	110	216,18	
Пионер – Бахмут	35	2,2	АС-95/15
Бахмут – Александра	35	7,4	АС-95/15
Покровка – Заводская	35	0,25	АС-150/24
Покровка – Заводская	35	0,25	АС-150/24
Итого	35	10,1	

Исходя из структурного анализа ВЛ в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, общая протяженность ВЛ 110 кВ составляет более 216 км, а ВЛ напряжением 35 кВ более 10 километров. Необходимости в переустройстве воздушных линий электропередач в настоящее время нет. Воздушные линии напряжением 110 кВ относятся к объектам коммерческого учета электроэнергии, а напряжением 35 кВ к объектам технического учета электроэнергии.

2.8 Выделение по классам напряжения в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Электрические сети, питающие золоторудные месторождения разделены на несколько классов напряжения 110, 35 и 6 кВ. Радиально-магистральная сеть классом напряжения 110 кВ представлена на рисунке 30.

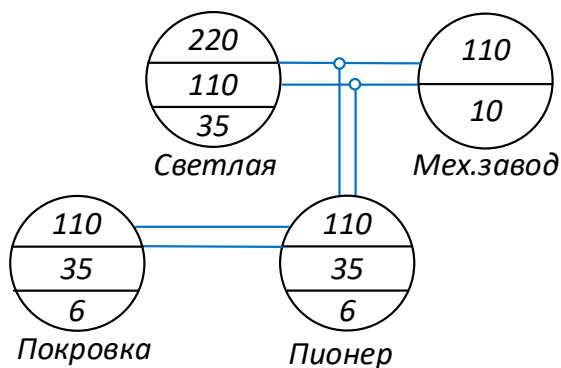


Рисунок 30 – Электрическая сеть 110 кВ, питающая золоторудные месторождения (радиально-магистральная сеть)

На рисунке 31 показаны магистральные сети напряжением 35 кВ.

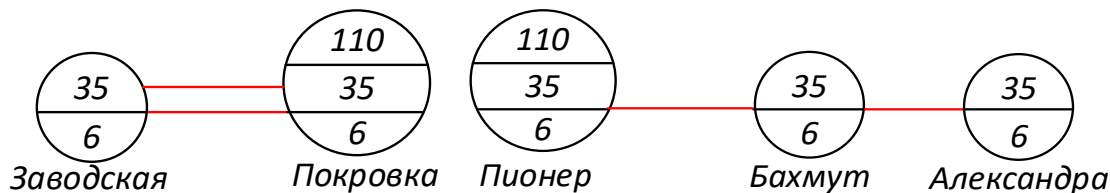


Рисунок 31 – Электрические сети 35 кВ, питающие золоторудные месторождения (магистральная сеть)

На рисунке 32 показаны магистральные сети напряжением 6 кВ.

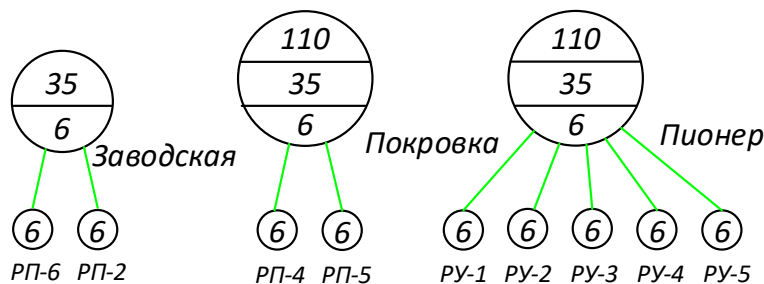


Рисунок 32 – Электрические сети 6 кВ, питающие золоторудные месторождения (магистральная сеть)

2.9 Организация системы учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Система учета электроэнергии на золоторудных месторождениях является смешанной. Существует два возможных способа: для точек коммерческого учета с поставщиком электроэнергии сбор данных осуществляется автоматизированным способом, а для технического учета электроэнергии золоторудных месторождений сбор данных проходит ручным способом. Присутствуют расчетные значения величины электроэнергии и очаги безучетного потребления электроэнергии, связи с недостаточностью технических средств для формирования полноты системы учета ЭЭ. Автоматизированный способ осуществляется через программное обеспечение «Пирамида 2000», являющееся на сегодняшний день устаревшим, т. к. разработчики больше не поддерживают данную версию АСУЭ.

Система учета электроэнергии на золоторудных месторождениях представлена измерительными комплексами системы учета, состоящих из:

- трансформаторов тока (ТТ),
- трансформаторов напряжения (ТН),
- приборов учета (ПУ).

2.9.1 Характеристика элементов системы учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

1) Система учета ЭЭ на ПС и РУ золоторудных месторождений:

Автоматизированный учет электроэнергии установлен на ТР, вводных ВЛ напряжением 110, 35, 6 кВ и КРУН 6 кВ подстанций золоторудных месторождений. Выполнен на устаревшем программном обеспечении с ограниченным количеством точек учета, что затрудняет задачи сбора данных. В ячейках подстанций установлены: ТТ различного номинала, ТН с коэффициентом трансформации 6000/100, ПУ марки «СЭТ» 2011 года выпуска.

На подстанциях каждая точка учета имеет счетчик электроэнергии, которые не исчерпали свой нормативный срок службы и не требуют замены.

Основные характеристики СЭТ-4ТМ-02М, установленного на ячейках КРУН, ЗРУ ПС золоторудных месторождений показаны в таблице 27 [6].

Таблица 27 – Основные характеристики СЭТ-4ТМ-02М

Наименование величины	Значение
Номинальный (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10)
Ток чувствительности, мА	0,001·I _{ном}
Номинальное измеряемое напряжения, В	3·(57,7-115)/(100-200)
Рабочий диапазон напряжения, В	0,8·U _{ном} - 1,15·U _{ном}
Напряжение резервного питания, В	230
Температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +60

В ячейках установлены ТН марки ЗНОЛ-0,6-6УЗ на ПС золоторудных месторождений, представленные в таблице 28 [48].

Таблица 28 – Основные характеристики ЗНОЛ-0,6-6УЗ

Наименование параметра	Значение
Класс напряжения, кВ	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
Напряжение первичной обмотки, В	6000/√3
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100/√3
Напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100/3
Номинальная мощность основной вторичной обмотки	75
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки с коэффициентом мощности активно - индуктивной нагрузки 0,8	200
Предельная мощность вне класса точности, ВА	400
Предельный допустимый длительный первичный ток, А	0,11
Схема и группа соединения обмоток	1/1/1-0-0
Номинальная частота, Гц	50

В ячейках установлены ТТ на ПС, представленные в таблице 29.

Таблица 29 – Основные характеристики ТОЛ-10-I-1У2

Наименование параметра	Значение
Класс точности	1
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальное напряжение, кВ	10
Рабочее значение температуры	- 45 до +50
Номинальное значение частоты сети, Гц	50

В ячейках ЗРУ 6 кВ установлены ТТ на ПС золоторудных месторождений, представленные в таблице 30.

Таблица 30 – Основные характеристики ТОЛК-6-I-1У2

Наименование параметра	Значение
Класс точности	1
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальное напряжение, В	6000
Рабочее значение температуры	- 45 до +50
Номинальное значение частоты сети, Гц	50

На КРУН и ЗРУ подстанций в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, не нуждаются в замене ТТ и ТН.

На ячейках распределительных устройств установлены ТТ, ТН и ПУ, поэтому при расчете расхода электрической энергии учитываются коэффициенты трансформации и по току, и по напряжению. Приборы учета электроэнергии на всех распределительных устройствах золото-извлекательной фабрики установлены марки СЭТ.

2) Оборудование 6 кВ золоторудных месторождений

Ведется учет электроэнергии на таком оборудовании, как:

- распределительные пункты (РП),
- комплектные трансформаторные подстанции (КТП),
- ячейки карьерные наружной установки отдельно стоящие (ЯКНО),

- комплектные распределительные устройства для передвижных электростанций (КРУПЭ),
- переключательные пункты высоковольтные (ППВ),
- щиты учета электроэнергии (ЩУ),
- ячейки высоковольтные приключательные (ЯВП) [55].

По техническому оснащению трансформаторы напряжения отсутствуют в комплектных трансформаторных подстанциях, питающих различных потребителей золоторудных месторождений, поэтому при сборе показаний коэффициент по напряжению не учитывается.

В остальном оборудовании, а именно РП, ЯКНО, КРУПЭ ППВ, ЯВП присутствуют трансформаторы напряжения номиналом 6000/100, поэтому при нахождении расхода электроэнергии коэффициент трансформации трансформаторов напряжения учитывается.

Приборы учета электроэнергии на всём оборудовании золоторудных месторождений установлены только механические и абсолютно различных марок (СЭТ, Меркурий, Энергомера и т. д.), счетчики имеют разные классы точности, что указывает на неодинаковые метрологические погрешности. Год выпуска счетчиков электроэнергии колеблется во временных диапазонах 2003 - 2011 годов.

Приведем характеристики элементов системы учета ЭЭ для электрооборудования 6 кВ в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения.

«Меркурий 230 АМ» предназначен для измерения и учета электрической активной энергии переменного тока в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока частотой 50 Гц для эксплуатации внутри закрытых помещений, а также может быть использован в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлен в помещении, в шкафу, в щитке) [34].

На оборудовании 6 кВ электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, реализуются различные модификации счетчика ЭЭ.

Модификации счетчика ЭЭ Меркурий 230 АМ представлены в таблице 31 [34].

Таблица 31 – Модификации счетчика ЭЭ Меркурий 230 АМ

Модификация	Класс точности	Ток, А	Напряжение, В
Меркурий 230АМ-00	0,5S	5 (7,5)	3×57,7/100
Меркурий 230АМ-01	1,0	5 (60)	3×230/400
Меркурий 230АМ-02	1,0	10 (100)	3×230/400
Меркурий 230АМ-03	0,5S	5(7,5)	3×230/400

Основные метрологические характеристики счетчиков ЭЭ Меркурий 230 АМ представлены в таблице 32 [34].

Таблица 32 – Основные характеристики Меркурий 230 АМ

Параметр	Значение
Класс точности	1,0 / 0,5S
Напряжение, В	3×57,7/100 и 3×230/400
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	0,9·Uном - 1,1·Uном
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	0,8·Uном - 1,15·Uном
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	0 - 1,15·Uном
Номинальный (максимальный) ток, А	по модификации
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +55

Меркурий 230 АМ установлен на таком электрооборудовании 6 кВ золоторудных месторождений оборудовании, как КРУПЭ, РП, ЯКНО. Год выпуска колеблется от 2007 до 2011 г. Установлены и другие модели этой марки на оборудовании с наибольшим измерением параметров.

«Меркурий 230 AR» предназначен для одно- и многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной мощности, коэффициентов мощности, частоты, напряжения и силы тока [34]. Модификации счетчика ЭЭ, представленные в таблице 33.

Таблица 33 – Модификации счетчика ЭЭ Меркурий 230 AR

Модификация	Класс точности энергии		Ток, А	Напряжение, В
	активной	реактивной		
Меркурий 230AR-00	0,5S	1,0	5 (7,5)	3×57,7/100
Меркурий 230AR-01	1,0	2,0	5 (60)	3×230/400
Меркурий 230AR-02	1,0	2,0	10 (100)	3×230/400
Меркурий 230AR-03	0,5S	1,0	5(7,5)	3×230/400

Основные характеристики счетчиков ЭЭ показаны в таблице ниже [34].

Таблица 34 – Основные метрологические характеристики Меркурий 230 AR

Параметр	Значение
Класс точности	1,0 / 0,5S и 1,0 / 2,0
Напряжение, В	3×57,7/100 и 3×230/400
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	0,9·Uном - 1,1·Uном
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	0,8·Uном - 1,15·Uном
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	0 - 1,15·Uном
Номинальный (максимальный) ток	по модификации
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой цепью апряжения, Вт (В·А), не более	2 (10)
Полная мощность, В·А, не более	0,1
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +55

Меркурий 230 AR установлен на таком электрооборудовании 6 кВ золоторудных месторождений оборудовании, как КРУПЭ, РП, ЯКНО.

На КТП 6 кВ для технического учета ЭЭ золоторудных месторождений на каждую фазу установлены ТТН-Ш. Технические характеристики трансформатора тока марки ТТН-Ш представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Технические характеристики ТТН-Ш

Параметр	Значение
Класс точности	0,5S
Номинальное напряжение, В	3×230/400
Номинальная мощность, Вт	5
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Диапазон рабочих температур, °С	от -45 до +45
Срок службы, лет	25

Наиболее устаревшими в использовании на золоторудных месторождениях являются счетчики электроэнергии СА4У-И672М. Данные приборы учета электроэнергии установлены в основном на КТП. Технические характеристики СА4У-И672М представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Технические характеристики СА4У-И672М

Параметр	Значение
Класс точности	2,0
Номинальное напряжение, В	220
Номинальная мощность, ВА	1
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Диапазон рабочих температур, °С	от -20 до +55
Срок службы, лет	30

Данные счетчики установлены для контроля учета электроэнергии на внутренних объектах золоторудных месторождений (биодиск, котельная и т.д.)

Сведем полученную информацию для замены счетчиков электроэнергии в таблицу 37. Необходимость в автоматизированных счетчиках электроэнергии представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Необходимость в автоматизированных счетчиках электроэнергии

Параметр	КТП	РП	ППВ	КРУПЭ	ЯКНО	ЯВП	ЩУ
Отсутствует	42	0	0	1	2	0	5
Установлено	108	11	1	10	10	4	6
2005 г.	15	0	0	0	0	0	0
2006 г.	20	0	0	0	0	0	0
2007 г.	13	1	0	5	0	0	0
2008 г.	17	3	0	5	2	0	3
2009 г.	13	2	1	0	10	0	3
2010 г.	12	3	0	0	0	4	0
2011 г.	18	3	0	0	0	0	0
Замена	150	11	1	11	12	4	11

Так как на всех приборах учета установлены исключительно механические счетчики электроэнергии, то в замене нуждаются все, а в установке счетчиков ЭЭ нуждается оборудование без приборов учета.

Так же необходимо сказать о том, что не на всё оборудовании существует возможность установки измерительных комплексов, в т. ч. трансформаторов тока и напряжения, а, следовательно, и приборов учета электроэнергии. Это можно связать с тем, что в состав оборудования входит минимальный набор составляющих: выключатель, разъединитель, силовой трансформатор, вводной автомат. Поэтому возникают значительные потери электроэнергии в системе технического учета золоторудных месторождений.

Замены требуют счетчики ЭЭ установленные на оборудовании напряжением 6 кВ на ВЛ и КЛ в электрических сетях золоторудных месторождений на более новые интеллектуальные с большим количеством функций и определением параметров сети для повышения точности учета электроэнергии.

2.9.2 Сбор данных электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Снятие показаний со счетчиков электроэнергии, как для коммерческого учета ЭЭ, так и для технического учета ЭЭ происходит в отчетный период, а именно первого числа каждого месяца в году. Сбор данных с приборов учета ЭЭ, установленных на таком оборудовании, как КРУН, БКРУ, ЗРУ, РУ, РП осуществляется через программное обеспечение «Пирамида 2000».

Автоматизированный сбор данных с приборов учета ЭЭ осуществляется через программное обеспечение «Пирамида 2000», являющееся на сегодняшний день устаревшим, т. к. разработки больше не поддерживают эту версию.

Ручной сбор данных с приборов учета ЭЭ осуществляется работниками энергетической службы золоторудных месторождений. Важно учитывать, где находится электрооборудование, с которого необходимо произвести сбор показаний. При снятии показаний вручную существуют свои особенности:

- если электрооборудование расположено на ВЛ в карьерах и на отвалах, то сбор данных производит участок электроснабжения в карьерах;

- если электрооборудование находится на подземных КЛ в шахтах, то сбор данных производит рудник подземный;

- если электрооборудование расположено на КЛ и ВЛ, снабжающих золото-извлекательную фабрику и участок хвостового хозяйства и гидротехнических сооружений, то снятие показаний осуществляется энергетической службой фабрики, а именно дежурным персоналом;

- если электрооборудование питается ВЛ промышленной площадки и вахтового поселка, то за сбор ответственными являются электрослесари электроцеха золоторудных месторождений;

- если электрооборудование питает горные машины, то показания передаются каждую смену машинистами экскаватора горному диспетчеру золоторудных месторождений.

При сборе показаний электроэнергии задействовано определенное количество человек, что допускает возможность ошибок. Сбор показаний вручную персоналом рудников, что является очень проблематичным и ведет за собой ряд

проблем (в основном человеческий фактор), связанных с потерями электрической энергии и описанных в главе первой более подробно.

Далее после снятия показаний с приборов учета ЭЭ данные передаются инженеру энергослужбы золоторудных месторождений для дальнейшей обработки и анализа. Полученные данные забиваются в расчетные ведомости для разграничения по участкам расхода. Расход электроэнергии рассчитывается с помощью MS Excel. Основная формула системы технического учета электроэнергии для вычисления расхода электроэнергии проводится по формуле (2):

$$P_{\text{ЭЭ}} = (P_{\text{нач}} - P_{\text{кон}}) \cdot K_{\text{Т}} \quad (2)$$

где $P_{\text{нач}}$ – начальные показания в предыдущем месяце;

$P_{\text{кон}}$ – конечные показания за текущий месяц;

$K_{\text{Т}}$ – коэффициент трансформации;

Для расчета коэффициента трансформации используется формула (3).

$$K_{\text{Т}} = K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{ТТ}} \quad (3)$$

где $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации по току;

$K_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации по напряжению.

Для определения разности между получением и расходом электроэнергии используется формула (4):

$$\Delta = P_{\text{ЭЭ}} - P_{\text{ЭЭ}} \quad (4)$$

где $P_{\text{ЭЭ}}$ – полученная электроэнергия в электрическую сеть.

Далее определяется баланс или небаланс ЭЭ по формуле (5).

$$\text{НБ}_{\text{ЭЭ}} = \frac{P_{\text{ЭЭ}} - P_{\text{ЭЭ}}}{P_{\text{ЭЭ}}} \cdot 100 \% \quad (5)$$

После анализа полученных данных формируются установившиеся формы, где указан фактический расход с потерями электроэнергии потребителей и крупных объектов золоторудных месторождений.

2.9.3 Влияние факторов на учет электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Установкой приборов учета электроэнергии занимается персонал в чьей эксплуатационной ответственности находится данная электроустановка.

Карьерное электрооборудование устанавливается в местах, зависящих от:

- площади и глубины горных выработок;
- способов разработки месторождений;
- мощности горных машин;
- схемы и расстояния ближайшего источника питания.

Исходя из этих факторов установка и замена приборов учета электроэнергии на карьерном оборудовании должна быть выполнена во время нахождения электрооборудования в цеху или ремонтной площадке.

Если электроустановка принадлежит таким участкам, как электроцех, золото-извлекательная фабрика, то приборы учета электроэнергии устанавливаются на объекте в соответствии с правилами [55] и оформлением наряда и разрешением допуска к работе персоналом, обслуживающим данное электрооборудование.

Установкой приборов учета электроэнергии в шахтах на подземных КТП занимается специально обученный персонал подземного рудника с выполнением правил [55].

Климатические характеристики так же являются не маловажным фактором, влияющим на организацию учета ЭЭ энергии золоторудных месторождений. Так при установке и замене счетчиков ЭЭ, ТТ и ТН важно полностью соблюдать руководство эксплуатации, так как нарушение может повлечь за собой выход из строя оборудования.

При выборе оборудования для учета ЭЭ важно учитывать температурный диапазон счетчиков, ТТ, ТН, т. к. не все приборы учета способны работать в районах, приближенных к крайнему северу. Нарушение эксплуатации выбранных приборов учета ЭЭ может повлечь за собой нарушение в работе оборудования, которое приведет к потере данных.

- Техническими факторами, влияющими на учет электроэнергии, будут:
- разброс метрологических характеристик в пределах класса точности;
 - влияние тока нагрузки на погрешности элементов;
 - влияния угла и сопротивления нагрузки измерительной цепи ТТ и ТН,
 - влияние качества электроэнергии;
 - несоблюдение нормальных условий работы счетчика.

При максимальной нагрузке присоединения вторичный ток должен составлять не менее 40 % от номинального тока счетчика, а при минимальной – не менее 5 % [55]. Так ТТ часто имеют завышенные коэффициенты трансформации при больших токах короткого замыкания. ТТ при малых вторичных нагрузках работают с повышенной погрешностью. Необходимо проверять правильность использования ТТ для учета ЭЭ.

На погрешность ТН влияет суммарная полная мощность, потребляемая приборами, присоединенными ко вторичной обмотке ТН, т. к. они обладают погрешностью по напряжению и по углу, обусловленной падением напряжения в обмотках от токов нагрузки. Погрешность по напряжению проявляется в некотором уменьшении вторичного напряжения при нагрузке.

Подходят ли счетчики ЭЭ для электрооборудования золоторудных месторождений определяет проверка, которая проводится на приборах, где нарушен баланс ЭЭ, путем обработки данных с вводных ячеек на отходящие присоединения.

Счетчики ЭЭ подвергаются случайным погрешностям:

- повреждения счетчиков ЭЭ из-за ударов, которые часто вызываются взрывами в карьерах золоторудных месторождений;
- короткие замыкания в электрических сетях золоторудных месторождений, вызванные обрывом проводов большими горными машинами;
- грозовых перенапряжений, часто случающихся в летний период.

К систематическим погрешностям относят:

- неисправность приборов учета электроэнергии;

- критическое падение напряжения в электрической сети, которое может возникнуть из-за нарушения переключений;
- неисправность вторичных цепей измерительных комплексов в оборудовании;
- неправильное снятие показаний со счетчиков ЭЭ или ложное предоставление информации по сбору данных.

Неисправность ТТ может быть вызвана неправильной схемой сбора и ошибках в схеме. Неправильная работа вторичных цепей, а, следовательно, и их неисправность может быть вызвана обрывом по фазе, выходе из строя предохранителя, нарушение чередования фаз. Увеличивает погрешность и падение напряжения в проводах, которые соединяют счетчик ЭЭ с ТН.

Для того чтобы всё оборудование измерительных комплексов работало исправно, нужно организовать проверку состояния, являющуюся периодической, сотрудниками золоторудных месторождений, для выявления и устранения нарушений в измерительных цепях системы учета электроэнергии.

2.9.4 Технологические связи учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Структура учета ЭЭ на золоторудных месторождениях достаточно сложная, задействовано огромное количество различных потребителей с выделением основных. Основными потребителями на золоторудных месторождениях являются такие крупные объекты как:

- карьер;
- рудник подземный;
- золото-извлекательная фабрика;
- вспомогательные цеха;
- гидromеталлургическое отделение.

Каждый из крупных потребителей электроэнергии разбивается на мелкие по участкам и объектам. Изобразим структуру учета электроэнергии золоторудных месторождений в виде древовидной схемы. Участки разграничены по потребителям.

Структурная схема учета электрической энергии по потребителям золоторудных месторождений изображена на рисунке 33.

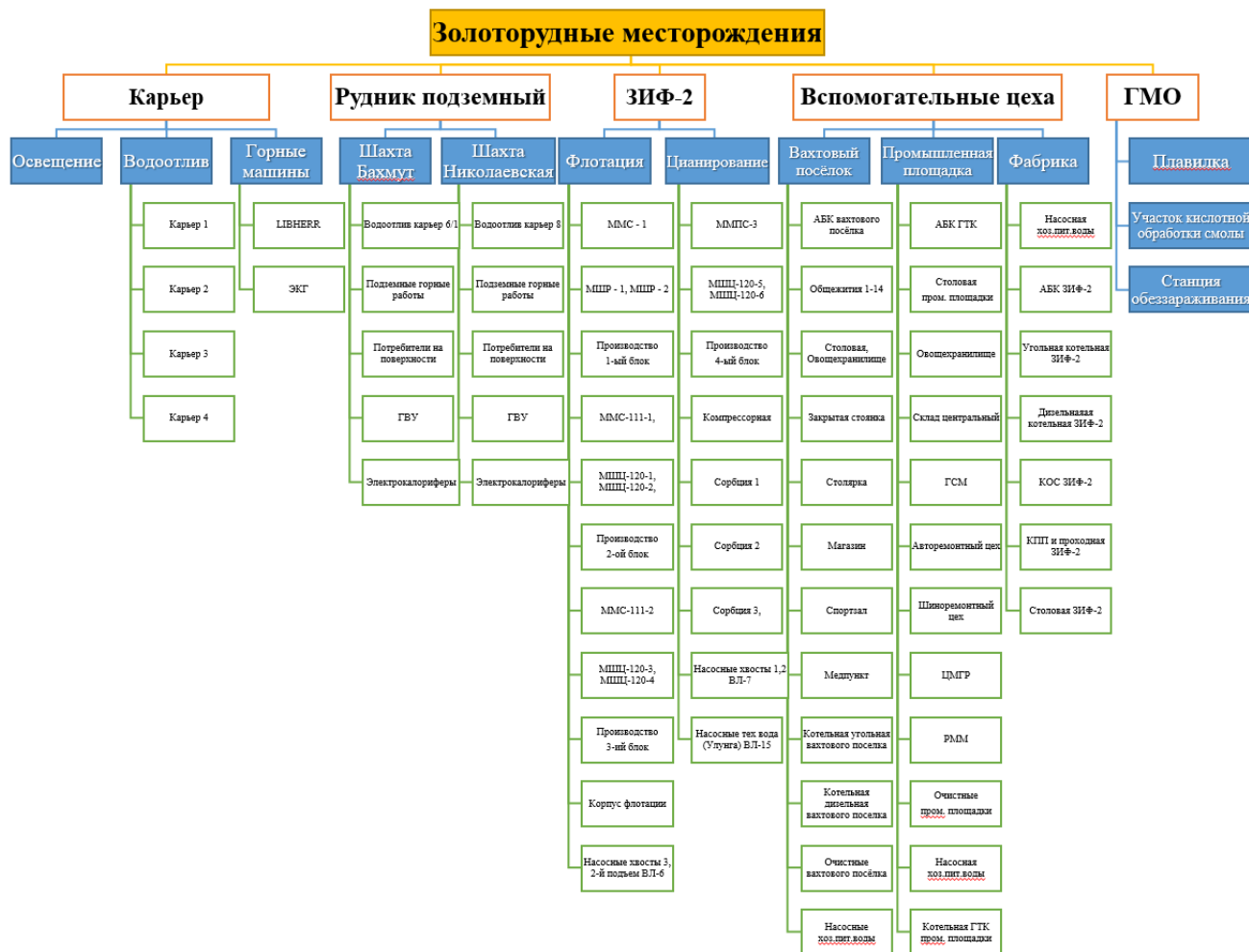


Рисунок 33 – Структурная схема учета электрической энергии по потребителям золоторудных месторождений

2.9.5 Направления повышения точности учета электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Анализ существующего состояния системы учета электроэнергии на золоторудных месторождениях показал, что она не удовлетворяет требования производства, показывает не точность потребления ЭЭ. При выборе направлений повышения точности учета ЭЭ важно учитывать некоторые факторы:

- структуру электрической сети;
- структуру электрической ПС;
- структуру ВЛ;

- оснащение электрооборудования;
- деятельность объекта;
- классы напряжений;
- организацию учета.

Исходя из анализа выделенных факторов, проделанного выше выберем направления повышения точности учета ЭЭ на золоторудных месторождениях.

Направления повышения точности учета ЭЭ на золоторудных месторождениях:

- замена механических счетчиков ЭЭ на всем электрооборудовании 6 кВ;
- установка счетчиков ЭЭ на ячейках РУ 6 кВ № 4;
- перевод механического сбора на автоматизированный;
- исключение влияния человеческого фактора при сборе данных;
- переход на обновлённое программное обеспечение;
- организация периодической проверки состояния измерительных комплексов;
- разработка автоматической системы сбора данных с электрооборудования золоторудных месторождений.

2.10 Выводы

Характеристика района расположения показала, что важно учитывать климатические характеристики Зейского района Амурской области, т. к. он приближен к районам крайнего севера, где преобладают значительно низкие температуры, это является немаловажным фактором для выбора оборудования для учета электрической энергии. Нужно учитывать температурный диапазон, в котором работают приборы учета электроэнергии.

В системе внешнего электроснабжения для точек технического учета электроэнергии все линии между подстанциями электрических сетей золоторудных месторождений, а также ввода ТР ПС оснащены приборами учета, что является достаточным для данного вида учета электроэнергии. Что касается точек коммерческого учета электрической энергии, то практически все места между объектами поставщика электроэнергии в лице сетевых компаний и потребителя электроэнергии в лице рудников в достаточной мере оснащены при-

бора учета электроэнергии на границах раздела. Исключением в данном случае является ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод - ПС Пионер ввод Т-1, 2, поэтому существует необходимость переноса точек учета электроэнергии на опору на границы раздела между поставщиком и потребителем электрической энергии.

На основании характеристики внутреннего электроснабжения золоторудных месторождений выявлено, что для оборудования, установленного на ВЛ и КЛ 6 кВ электрических сетей золоторудных месторождений, необходимо полное переоснащение электрооборудования приборами учета ЭЭ (счетчиками), что позволит повысить точность учета электроэнергии.

Система учета электрической энергии осуществляется с ячеек РУ автоматизированным способом, сбор данных передается на сервер. Не все ячейки РУ 6 кВ оснащены приборами учета, а именно счетчиками ЭЭ, поэтому необходимо дополнительное оснащение на РУ № 4, т. к. по отходящим линиям от ячеек учет объектов ведется ручным способом. Установки дополнительных ТН и ТТ на ячейках РУ не требуется, данное оборудование предусмотрено.

Система учета электроэнергии на золоторудных месторождениях является смешанной. Для точек коммерческого учета с поставщиком электроэнергии сбор данных осуществляется автоматизированным способом. Для технического учета электроэнергии золоторудных месторождений сбор данных происходит вручную. Присутствуют расчетные значения величины электроэнергии и очаги безучетного потребления электроэнергии, связи с недостаточностью технических средств для формирования полноты системы учета ЭЭ. Автоматизированный способ осуществляется через программное обеспечение «Пирамида 2000», являющееся на сегодняшний день устаревшим, т. к. разработки больше не поддерживают данную версию АСУЭ.

Главными направлениями в повышении точности учета электроэнергии на золоторудных месторождениях будут переоснащение электрооборудования счетчиками электроэнергии с возможностью передачи данных, исключение ручного сбора данных, а также переход на обновлённое программное обеспечение, которое дает гораздо больше функций.

3 АНАЛИЗ РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110/35/6 КВ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ, ПИТАЮЩИХ ЗОЛОТОРУДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С целью выявления очагов повышенных потерь необходимо провести анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей, питающих золоторудные месторождения.

3.1 Загрузка трансформаторов на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Коэффициент загрузки трансформаторов (K_z) определяется как для нормальных, так и для послеаварийных режимов работы.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяется по формуле (6):

$$K_{z.н} = \frac{S_p}{N_T \cdot S_{ном.т}} \quad (6)$$

где S_p – расчетная мощность;

$S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформаторов;

N_T – количество трансформаторов.

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определяется по формуле (7):

$$K_{z.п/а} = \frac{S_p}{(N_T - 1) \cdot S_{ном.т}} \quad (7)$$

На территории золоторудных месторождений преобладает I категория электроснабжения, к ней относятся золото-извлекающая фабрика (ЗИФ-2), т. к. перебои в электроснабжении могут повлечь за собой крупные аварии, большой материальный ущерб, несчастные случаи. Исходя из этого по [55] коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме не должен превышать 0,7. А в послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформаторов не должен превышать 1,4, т. к. [55] допускается перегрузка до 140 % в аварийном режиме.

Загрузка трансформаторов в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, представлена в таблице 38.

Таблица 38 – Загрузка трансформаторов в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Наименование ПС	Кол-во и мощность, МВА	Кз, о.е.	Вывод
Светлая 220/35/10 кВ	2х63+2х20	0,2168	недогружен
Мехзавод 110/10 кВ	10+25	0,0315	недогружен
Пионер 110/35/10 кВ	2х40	0,1875	недогружен
Покровка 110/35/10 кВ	2х25	0,041	недогружен
Заводская 35/6 кВ	2х16+10	0,3809	недогружен
Бахмут 35/6 кВ	16	0,3890	недогружен
Александра 35/6 кВ	10	0,0300	недогружен

Анализ загрузки трансформаторов в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, показал, что большинство трансформаторов, установленных на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения недогружены. А коэффициент загрузки трансформатора на подстанции Александра говорит о том, что в данный момент технологические процессы по добыче приостановлены связи с нерентабельностью выработки.

На структуру потерь электрической энергии в электрических сетях золоторудных месторождений влияют коэффициенты загрузки трансформаторов ПС, так низкая загруженность трансформаторов влечет за собой технические потери электроэнергии, а именно нагрузочные потери, возникшие при передаче электроэнергии до потребителя. Так же низкая загруженность трансформаторов влияет на достоверность данных измерений счетчиков ЭЭ, из-за большого номинала установленное оборудование не улавливает данные, а счетчик электроэнергии при измерении искажает их. Возникают и потери, вызванные холостым ходом трансформаторов, относящиеся к условно-постоянным потерям электрической энергии.

3.2 Отклонение напряжения на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Необходимо определить уровень напряжения, который даст минимальные потери. Поэтому по [55] устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 6 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Таким образом $U \leq 1,05 U_{ном}$.

Согласно [14] установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Для регулирования напряжения на ПС Пионер и ПС Покровка применим закон встречного регулирования, т. к. золоторудные месторождения являются 2-х сменными предприятиями. По конструктивному исполнению трансформаторы понижающих подстанций установлены с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Регулирование выполняется на стороне ВН.

Отклонение напряжения на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения показано в таблице 39.

Таблица 39 – Отклонение напряжения на подстанциях в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Наименование ПС	Напряжение, кВ	Вывод
Светлая 220/110/35/10 кВ	240,14	Норма
Пионер 110/35/6 кВ	112,3	Норма
Покровка 110/35/6 кВ	114,1	Норма

Исходя из анализа напряжения на главных подстанциях золоторудных месторождений, можно сделать вывод о том, что отклонение напряжения находится в допустимых пределах и не превышает нормы, поэтому установки дополнительных устройств регулирования напряжения не требуется.

Напряжения находится в допустимых пределах в нормальном режиме работы, поэтому падения напряжения не наблюдается. При падении напряжения увеличиваются протекающие токи, что влияет на потери электроэнергии, таким образом, что поступающая активная мощность на оборудование уменьшается, вследствие этого оборудование начинает не корректно работать, поэтому активные потери пропорциональны падению напряжения. Благодаря приборам учета электроэнергии, установленных на вводах трансформаторов на низкой и высокой стороне можно определить какая величина потерь в трансформаторе.

3.3 Токовая нагрузка линий электропередач в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Район по гололеду – IV в месте расположения золоторудных месторождений. Нормативная экономическая плотность тока – 1,3 при количестве часов использования максимума нагрузки 1000-3000 [55]. В таблице 40 показана токовая нагрузка в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

Таблица 40 – Токовая нагрузка в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения

Участок ВЛ	Марка провода	Длит. доп. ток, А	Ток ВЛ, А	Норм. эк. плотность тока, А/мм ²	Эконом. токовый интервал, вывод
1	2	3	4	5	6
Отпайка к Пионер от ВЛ Светлая-Мехзавод 1	АС-150/24	450	36,3	1,23	21-55 оптимально загружена
Отпайка к Пионер от ВЛ Светлая-Мехзавод 2	АС-150/24	450	36,3	1,23	21-55 оптимально загружена
Пионер – Покровка 1	АС-150/24	450	35,7	1,23	21-55 оптимально загружена

1	2	3	4	5	6
Пионер – Покровка 2	АС- 150/24	450	35,7	1,23	21-55 опти- мально загружена

Согласно анализу токовой нагрузки линий в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения экономическая плотность тока на всех рассматриваемых ВЛ не превышает допустимого значения. Замены проводов на линиях не требуется.

Чем выше напряжение, тем ниже ток, поэтому при наиболее высоком уровне напряжения потери электроэнергии гораздо меньше. При наибольшем значении ток дает очаги потерь, если экономическая плотность тока больше 1,1, то в сети существуют потери электроэнергии, если меньше 0,5, то потери являются условно-постоянными.

Активная составляющая в линиях зависит от сечения провода и протяженности линии. Чем больше падение напряжения в линии, тем больше мощности теряется в используемых проводах. Если сечение проводов является недостаточным для передачи мощности по линии, то возникают большие потери напряжения, и необходимая величина тока не проходит, поэтому возрастают нагрузочные потери в линиях.

В данном случае при анализе проверке линий в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения таких проблем нет. Благодаря приборам учета электроэнергии, если они стоят в начале линии, т. е. на вводной ячейке, и счетчикам, установленным на потребителях линии, можно определить сумму потерь электроэнергии при передаче, сложив расход электроэнергии на установленном оборудовании линии.

Рассмотрим отпуск и прием электроэнергии по ВЛ, связывающим основные подстанции в электрических сетях золоторудных месторождений. К рассматриваемому периоду примем 2019-2021 года.

В таблице 41 показана электроэнергия, передаваемая по ВЛ в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения.

Таблица 41 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Наименование ВЛ	Период	Отпуск, МВт·ч	Прием, МВт·ч	Потери, МВт·ч	Потери, %
ВЛ 110 кВ Светлая- Мех.завод-Пионер 1	2019 г.	130 078,15	127 533,13	2 545,02	1,96
	2020 г.	136 177,45	133 440,46	2 736,99	2,01
	2021 г.	130 394,73	127 766,95	2 627,78	2,02
ВЛ 110 кВ Светлая- Мех.завод-Пионер 2	2019 г.	105 699,29	103 944,82	1 754,47	1,66
	2020 г.	109 540,04	107 712,05	1 827,99	1,67
	2021 г.	96 372,27	94 842,67	1 529,60	1,59
ВЛ 110 кВ Пионер- Покровка 1	2019 г.	52 287,71	51 759,80	527,91	1,01
	2020 г.	40 911,20	40 439,08	472,12	1,15
	2021 г.	49 424,38	48 955,79	468,59	0,95
ВЛ 110 кВ Пионер- Покровка 2	2019 г.	71 676,45	70 807,30	869,15	1,21
	2020 г.	53 106,24	52 409,28	696,96	1,31
	2021 г.	66 009,39	65 167,48	841,91	1,28
ВЛ 35 кВ Пионер- Бахмут	2019 г.	25 217,58	24 176,73	1 040,85	4,13
	2020 г.	35 870,48	34 423,37	1 447,11	4,03
	2021 г.	33 614,26	32 547,56	1 066,70	3,17
ВЛ 35 кВ Бахмут- Александра	2019 г.	737,62	732,98	4,64	0,63
	2020 г.	1 938,46	1 933,63	4,83	0,25
	2021 г.	597,13	594,56	2,57	0,43

Анализ ЭЭ, передаваемой по ВЛ в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, показал, что за рассматриваемый период динамика потерь ЭЭ имеет неоднозначный характер в численном и процентном соотно-

шении. Данные потери относятся к случайным потерям из-за отсутствия системы управления.

Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод – Пионер 1 представлена на рисунке 34.

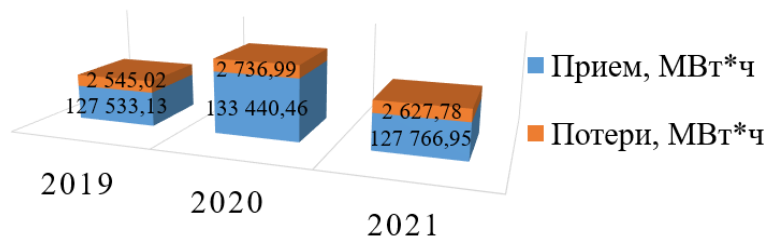


Рисунок 34 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод – Пионер 1

Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод – Пионер 2 показана на рисунке 35.

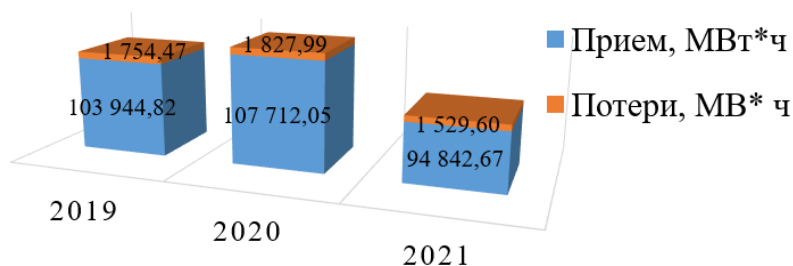


Рисунок 35 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод – Пионер 2

Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Пионер – Покровка 1 дана на рисунке 36.

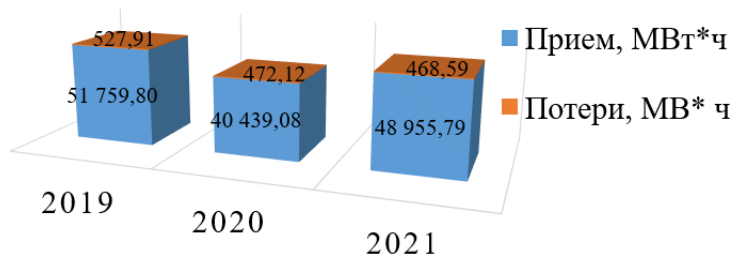


Рисунок 36 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Пионер – Покровка 1

Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Пионер – Покровка 2 представлена на рисунке 37.

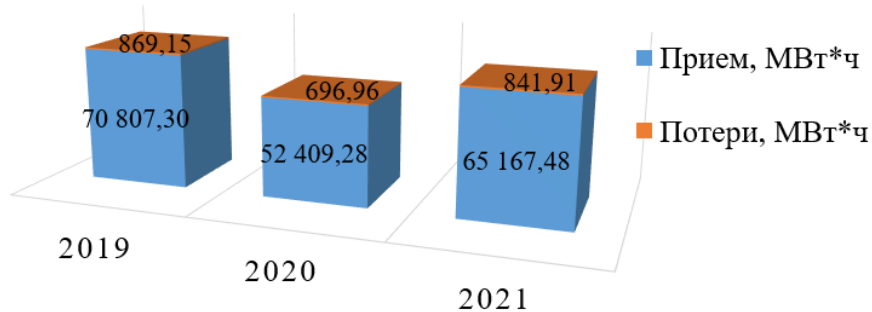


Рисунок 37 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 110 кВ Пионер – Покровка 2

Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 35 кВ Пионер – Бахмут дана на рисунке 38.

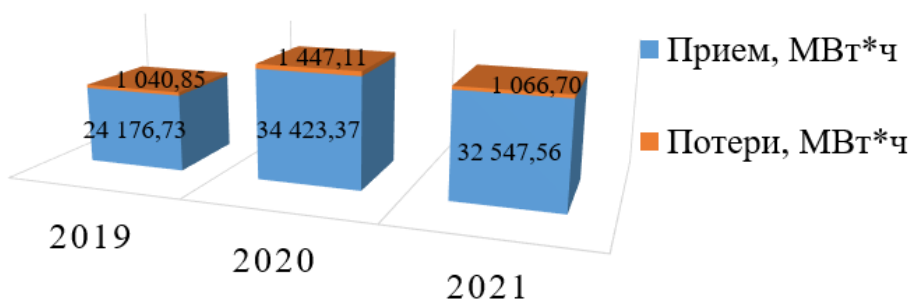


Рисунок 38 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 35 кВ Пионер – Бахмут

Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 35 кВ Бахмут – Александра изображена на рисунке 39.

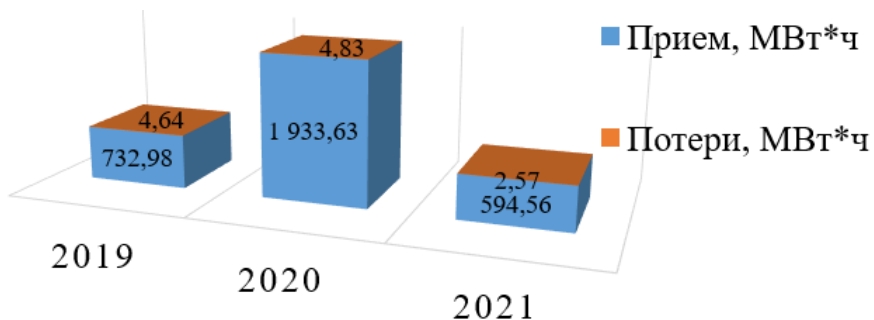


Рисунок 39 – Электроэнергия, передаваемая по ВЛ 35 кВ Бахмут – Александра

3.4 Компенсация реактивной мощности в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

На основании приказа Минэнерго существует необходимость установки устройств КРМ [50]. Поэтому максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети: 110 кВ-0,5, 35 кВ-0,4.

Анализ коэффициента реактивной мощности электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, показан в таблице 41.

Таблица 42 – Анализ коэффициента реактивной мощности электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Наименование ПС	P, МВат	Q, Мвар	tgφ	Требуется КРМ
Светлая 220/35/10 кВ	35,90	4,20	0,12	нет
Мехзавод 110/10 кВ	0,76	0,19	0,25	нет
Пионер 110/35/10 кВ	0,78	0,21	0,28	нет
Покровка 110/35/10 кВ	0,74	0,17	0,24	нет
Заводская 35/6 кВ	6,01	1,01	0,17	нет
Бахмут 35/6 кВ	93,00	53,07	0,57	да
Александра 35/6 кВ	2,78	1,006	0,36	нет

Анализ коэффициента реактивной мощности в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, показал, что существует необходимость установки устройств КРМ на ПС 35/6 кВ Бахмут. Установка устройств компенсации реактивной мощности на ПС 35/6 кВ Бахмут золоторудных месторождений поможет перевести реактивную мощность в полезную, следовательно, потери при передаче в сеть должны уменьшиться, а полезный отпуск на ПС 35/6 кВ Бахмут увеличиться.

В данном случае, установка устройств КРМ будет являться средством снижения потерь электрической энергии на подстанции в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения.

3.5 Анализ показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

На основании данных, полученных в результате анализа передачи электроэнергии по воздушным линиям в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, проведем общий анализ изменения таких показателей, как: отпуск, прием, потери электрической энергии. Анализ изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, за 2019-2020 года представлен в таблице 43.

Таблица 43 – Анализ изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, за 2019-2020 года

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	Динамика	
			МВт·ч	%
Отпуск, МВт·ч	359 741,60	339 734,93	-20 006,67	-5,89
Прием, МВт·ч	354 045,05	334 000,87	-20 044,18	-6,00
Фактические потери, МВт·ч	5 696,55	5 734,06	37,51	0,65

Анализ изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения показал, что наблюдается уменьшение отпуска и приема электроэнергии примерно на 6 %, и незначительный рост потерь электроэнергии (менее 1 %) за 2019-2020 года.

Анализ изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, за 2019-2020 года дана в таблице 44.

Таблица 44 – Анализ изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, за 2020-2021 года

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	Динамика	
			МВт·ч	%
Отпуск, МВт·ч	339 734,93	342 200,78	2 465,84	0,72
Прием, МВт·ч	334 000,87	336 732,89	2 732,02	0,81
Фактические потери, МВт·ч	5 734,06	5 467,89	-266,18	-4,87

Анализ изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения показал, что наблюдается увеличение отпуска и приема электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения менее чем на 1 % и уменьшение потерь электроэнергии, передаваемой по воздушным линиям электропередач около 5 % в 2020-2021 годах.

На основании проведенного сравнительного анализа показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, изобразим динамику изменений на рисунке 40.

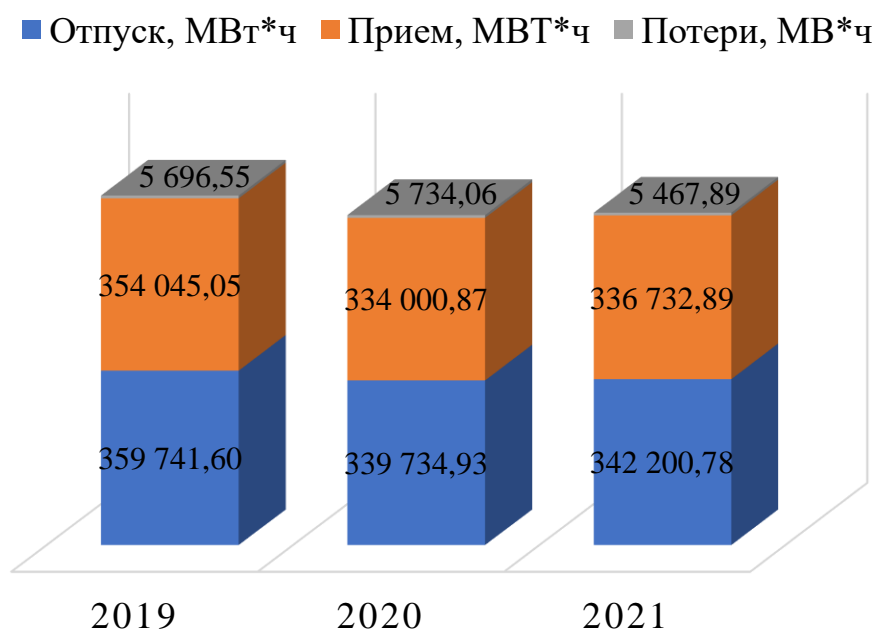


Рисунок 40 – Динамика изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения за 2019-2021 года

Динамика изменения показателей электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения за 2019-2021 года, показывает, что изменения отпуска и приема электроэнергии изначально сократилось примерно на 6 %, а затем увеличилось менее чем на 1 %. Потери электроэнергии при сокращении отпуска и приема увеличились меньше 1 %, а при увеличении – сократились на 5 %.

3.6 Выводы

Благодаря проведению анализа схемно-режимной ситуации в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, были выявлены такие очаги потерь, как низкая загруженность трансформаторов, установленных на большинстве ПС и необходимость компенсации реактивной мощности на ПС 35/6 кВ Бахмут.

При анализе напряжения на ПС в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, выявлено, что напряжение находится в допустимых пределах в нормальном режиме работы, падения напряжения не наблюдается. Низкая загруженность трансформаторов влечет за собой технические потери электроэнергии, а именно нагрузочные потери, возникшие при передаче электроэнергии до потребителя и влияет на достоверность данных измерений счетчиков ЭЭ, счетчик электроэнергии при измерении искажает результаты измерений, т. к. не видит их.

Согласно анализу токовой нагрузки линий, в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения экономическая плотность тока на всех рассматриваемых ВЛ не превышает допустимого значения. Замены проводов на линиях в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, не требуется.

Общий анализ изменения таких показателей, как: отпуск, прием, потери электрической энергии показал, что сначала наблюдается уменьшение отпуска и приема электроэнергии примерно на 6 %, и незначительный рост потерь электроэнергии в электрические сети, питающие золоторудные месторождения (менее 1 %), а затем увеличение отпуска и приема электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, менее чем на 1 % и уменьшение потерь электроэнергии, передаваемой по воздушным линиям электропередач около 5 % за 2019-2021 года. Данные потери относятся к случайным из-за отсутствия менеджмента, т. е. системы управления.

4 ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110/35/6 КВ ЗЕЙСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ, ПИТАЮЩИХ ЗОЛОТОРУДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1 Характеристика технических средств при повышении точности учета электрической энергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Электрические сети 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, несомненно, нуждаются в повышении точности учета электрической энергии для уменьшения технических потерь внутри золоторудных месторождений.

По анализу программного обеспечения систем учета ЭЭ, было установлено, что повышение точности учета электроэнергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, будет проводиться на базе ПО «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» поддерживает более 300 моделей приборов учета энергоресурсов, таких как: Промприбор, Инкотекс, Концерн Энергомера, Эльстер Метроника, Про-софт-Системы, Радио и Микроэлектроника, МИР, Матрица, Систел и др. [52]. Необходимо использовать и другие технические средства для формирования автоматизированной системы учета электрической энергии.

Для каждого электрооборудования предусмотрены свои технические средства, которые будут установлены на следующем электрооборудовании:

- ячейках распределительных устройств (РУ, КРУН);
- распределительных пунктах (РП);
- комплектных трансформаторных подстанциях (КТП);
- щитах учета (ЩУ);
- ячейках карьерных наружной установки отдельно стоящих (ЯКНО);
- комплектных распределительных устройствах для передвижных электростанций (КРУПЭ);
- переключательных пунктах высоковольтных (ППВ);

– ячейках высоковольтных приключательных (ЯВП) [55].

Будут использованы различные виды выбранных приборов учета электроэнергии для потребителей электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, такие как:

- 1) По подключению в электрическую сеть: однофазные, трехфазные;
- 2) По принципу включения в электросеть: прямого, полукосвенного;
- 2) По видам измеряемой энергии и мощности: активной электроэнергии (мощности), реактивной электроэнергии (мощности).

После рассмотрения коммерческих предложений от большого количества производителей приборов учета ЭЭ, были выбраны ПУ наиболее распространенных марок, отличающиеся своей многофункциональностью. Техническими средствами на золоторудных месторождениях выбраны приборы учета марки СЭТ, Энергомера и Меркурий. После пробного использования нескольких приборов учета данных марок выяснилось, что заявленные температурные диапазоны счетчиков марки Энергомера завышены и данные приборы не могут работать в условиях низких температур золоторудных месторождений, поэтому было решено использовать приборы учета только марки Меркурий.

4.1.1 Технические средства для подстанций и распределительных устройств в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

ПС электрических сетей, питающих золоторудные месторождения, нуждаются в повышении точности учета электроэнергии, для этого необходимы:

- приборы учета для каждой ячейки ПС, КРУН, РУ;
- порты для каждой цепи из ПУ;
- линии к портам;
- преобразователи интерфейса для передачи данных на сервер.

Приборы учета для каждого измерительного комплекса, входящего в ячейку подстанций золоторудных месторождений, выбираем марки СЭТ-4ТМ-02М 03. Цена одного прибора учета электроэнергии по заявленным требованиям составляет 25 257 рублей от производителя. Необходимость в ПУ электроэнергии для ПС золоторудных месторождений представлена в таблице 45.

Таблица 45 – Необходимость в ПУ для ПС золоторудных месторождений

Место установки	Кол-во ПУ	Стоимость, руб.
РУ-4	4	101 028
Итого	4	101 028

По результатам структурного анализа выявлено, что в установке счетчиков электроэнергии нуждается только РУ-6 кВ № 4, поэтому для повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимо более 100 тыс. руб. на приобретение СЭТ.

Так же необходимы порты для каждой цепи из ПУ - RS-485. Количество портов RS-485 определяется количество ПУ. Линии к портам выполняются экранированным двухжильным кабелем (витая пара). Экран заземляется с одной стороны, со стороны преобразователя интерфейса. Преобразователь интерфейса Moxa NPort RS-485/Ethernet является внешним com-портом сервера сбора и связывается с сервером сбора через сеть Ethernet. Необходимость в портах, линиях и преобразователях представлена в таблице 46.

Таблица 46 – Необходимость в портах, линиях и преобразователях для повышения точности учета электрической энергии

Оборудование	Кол-во, шт/м	Цена, руб.	Стоимость, руб.
Порт RS-485	206	99	20 394
Линия (витая пара)	1200	16,5	19 800
Преобразователь Moxa NPort RS-485/ Ethernet	12	23 585	283 020
ИТОГО	1218		323 214

Таким образом, необходимо чуть более 323 тыс. рублей для закупки портов, линий и преобразователей для повышения точности учета электрической

энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения.

Приборы учета марки СЭТ предназначены для измерения и учета активной и реактивной энергии (с учетом потерь), ведения профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии [6]. Счетчики могут применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях.

Технические особенности:

- независимые интерфейсы связи - два RS-485 и оптопорт;
- цифровая обработка сигналов;
- встроенные часы реального времени с высокой точностью хода [6].

Технические характеристики ПУ СЭТ представлены в таблице 47 [6].

Таблица 47 – Технические характеристики ПУ СЭТ

Технические характеристики	Величина
Активная / полная потребляемая мощность, Вт/В*А	1/1,5
Количество тарифов	8
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	12
Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
Наработка на отказ, не менее, ч	140 000
Диапазон рабочих температур, °С	-40, +60

4.1.2 Технические средства для остального электрооборудования в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Для остального электрооборудования выбраны приборы учета электроэнергии марки Меркурий 234, но разных моделей. Каждая модель определяется, исходя из технических характеристик электрооборудования. Выбранные модели счетчиков электроэнергии: ARTM-03 DPBR.G, ARTM-02 DPBR.G,

ARTM-00 DPBR.G. Данные цифры указывают на код номинального тока, напряжения и класса точности следующим образом:

00 – $I_{ном} (I_b) = 5A$, $I_{макс} = 10 A$; $U_{ном} = 100 В$; 0,5S/1,

02 – $I_{ном} (I_b) = 5A$, $I_{макс} = 100 A$; $U_{ном} = 230 В$; 0,5/1,

03 – $I_{ном} (I_b) = 5A$, $I_{макс} = 10 A$; $U_{ном} = 400 В$; 0,5S/1.

Технические характеристики выбранных ПУ марки Меркурий 234 ARTM учета электрической энергии для повышения точности учета электроэнергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, представлены в таблице 48 [34].

Таблица 48 – Технические характеристики ПУ Меркурий 234 ARTM

Технические характеристики	Величина
Активная / полная потребляемая мощность, Вт/ВА	1,5 / 9
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, ВА	0,1
Дополнительная потребляемая активная / полная мощность для счетчиков со встроенным модемом, Вт/ВА	6 / 30
Количество тарифов, шт	4
Сохранность данных при перерывах питания, не менее, лет	10
Межповерочный интервал, лет	16
Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
Наработка на отказ, не менее, ч	320 000
Диапазон рабочих температур, °С	-45, +70

Счетчик электрической энергии выполняет функции:

- коммерческого и технического учета электроэнергии;
- измерения параметров электрической сети;
- хранением накопленной информации,
- формированием событий и передачей информации в сбор данных [34].

Измерения параметров электрической сети включает:

- мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности по каждой фазе и сумме фаз с указанием направления вектора полной мощности;

- действующие значения фазных токов и напряжений;
- частота сети;
- коэффициенты мощности по каждой фазе и по сумме фаз;
- коэффициент искажения синусоидальности фазных кривых [34].

Схема работы в составе автоматизированных систем учета электроэнергии выбранных модификаций Меркурий 234 ARTM дана на рисунке 41 [34].

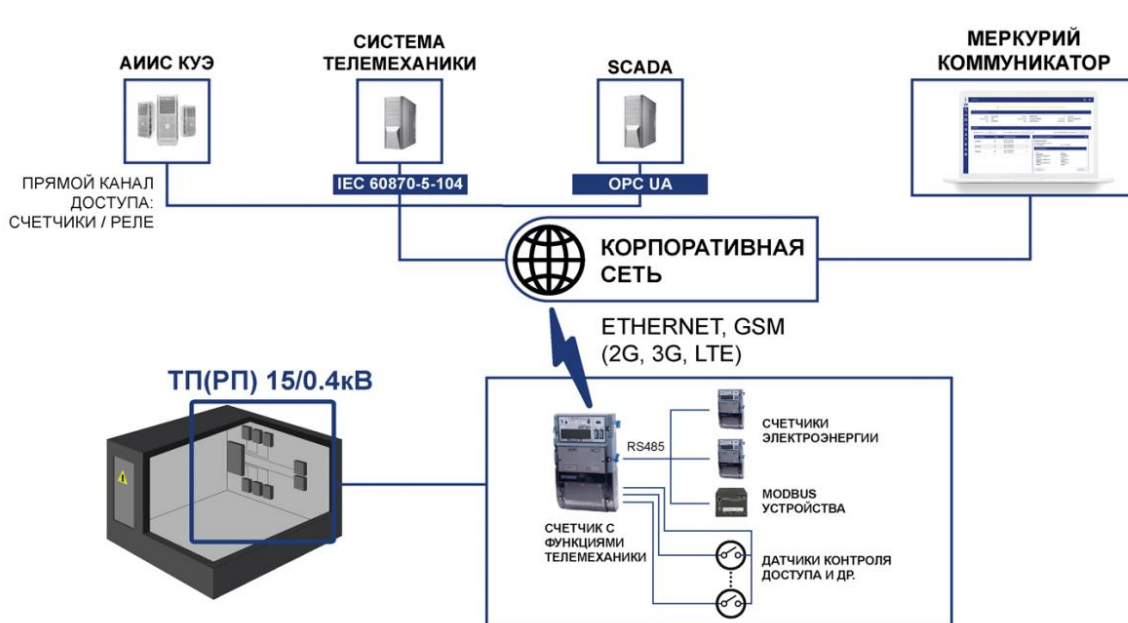


Рисунок 41 – Схема работы в составе автоматизированных систем учета электроэнергии Меркурий 234 ARTM

Дополнительно выбрана работа в сети GSM с IP-адресом.

GSM – международный стандарт цифровой сотовой связи, на базе которого возможно развёртывание АИИС КУЭ в существующих сетях мобильных операторов без создания собственной инфраструктуры [34].

Преимущества в сети GSM:

- использование услуг разных операторов связи, резервирование;
- гарантия стабильной работы: автоматический выбор оператора в зависимости от качества связи и уровня сигнала, повторная передача данных после потери связи [34].

Особенности в сети GSM:

- возможность работы в сети с IP-адресом;
- одновременная работа в режиме инициативной передачи и в режиме «запрос-ответ» [34].

Счетчики передают данные по запросу, настройка параметров передачи данных выполняется на верхнем уровне, где доступны функции конфигурирования и управления счетчиком. Если нет обмена по прямому каналу, начинает работать инициативная передача данных.

Схема сбора данных в сети GSM ПУ Меркурий 234 ARTM показана на рисунке 42 [34].

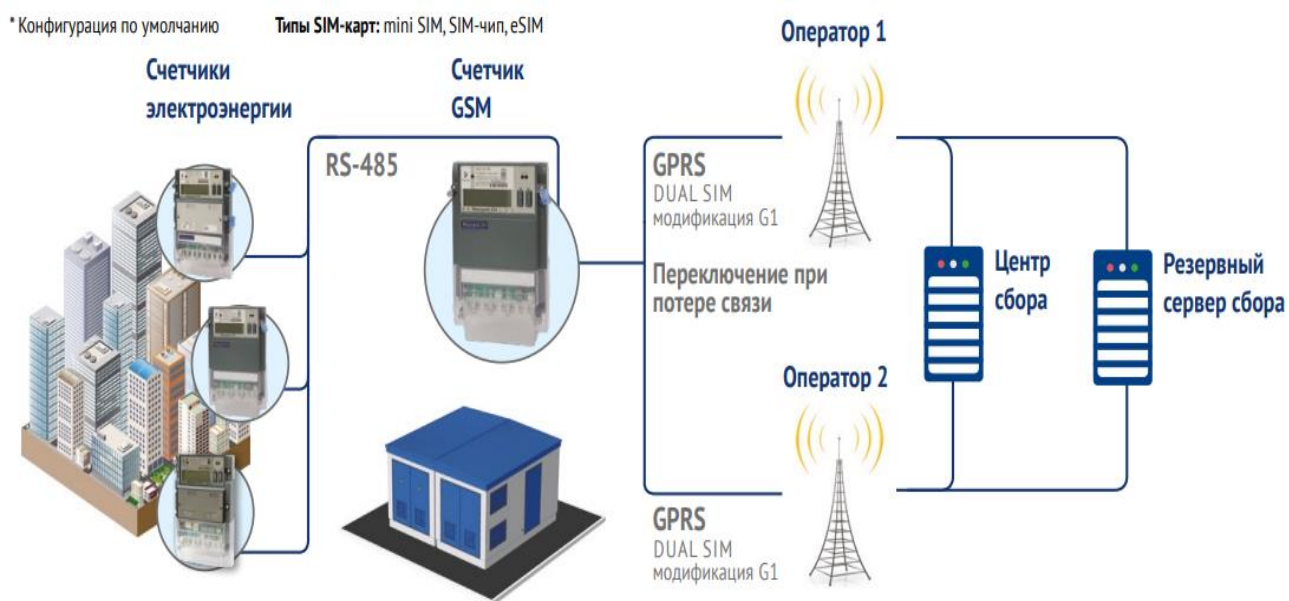


Рисунок 42 – Схема сбора данных в сети GSM ПУ Меркурий 234 ARTM

Для достижения наилучшего результата в уменьшении потерь электрической энергии желательна полная автоматизация системы учета электроэнергии. Необходимо установить выбранные приборы учета, исходя из параметров оборудования золоторудных месторождений, на каждую точку учета дана ниже. Необходимость ПУ Меркурий 234 ARTM для электрических сетей, питающих золоторудные месторождения представлена в таблице 49.

Таблица 49 – Необходимость ПУ Меркурий 234 ARTM для электрических сетей, питающих золоторудные месторождения

Оборудование	Модель ПУ	Кол-во	Цена, руб.	Стоимость, руб.
КТП	Меркурий 234 ARTM-03	150	18 580,08	2 787 012,0
РП	Меркурий 234 ARTM-00	11	17 741,06	195 151,66
ППВ	Меркурий 234 ARTM-00	1	17 741,06	17 741,06
КРУПЭ	Меркурий 234 ARTM-00	11	17 741,06	195 151,66
ЯКНО	Меркурий 234 ARTM-00	12	17 741,06	212 892,72
ЯВП	Меркурий 234 ARTM-00	4	17 741,06	70 964,24
ЩУ	Меркурий 234 ARTM-02	11	15 932,46	175 257,06
ИТОГО		200		3 654 170,4

Для повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимо более 3,65 млн. руб. на приобретение ПУ Меркурий 234 ARTM различных модификаций.

Необходимости в замене существующих ТТ и ТН нет, так как все измерительные трансформаторы, установленные на ПС золоторудных месторождений, поверены и срок действия сертификатов не окончен. Остальные ТТ и ТН, установленные на РУ, КТП, ЯКНО, ЯВП, ППВ, РП, КРУПЭ, ЩУ, так же не нуждаются в замене, т. к. проверены испытаниями сертифицированной электротехнической лаборатории и соответствуют нормам, предъявляемым к ним, указанных в протоколах к данному оборудованию.

4.1.3 Технические средства для программного обеспечения в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Для связи всех точек учета в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимо приобрести сервер, а именно ПО «Пирамида 2.0», как было выбрано выше. Исходя из заявленных требований, необходимо определиться с наличием функций программного обеспечения. Формирование полной стоимости ПО для

повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, представлено в таблице 50.

Таблица 50 – Формирование полной стоимости ПО «Пирамида 2.0»

Наименование	Описание	Кол-во	Цена, руб.
Сервер	базовая лицензия на 1 сервер	1	120 000
Мобильный АРМ	локальный сбор данных	1	25 000
НСИ	импорт опросных листов	1	40 000
Аналитика	мониторинг, карта сбора, балансирование	1	70 000
Тревоги	конструктора тревог и подсистемой аварийных нотификаций	1	10 000
Отчеты Excel	конструктор отчётов	1	10 000
ИТОГО		6	275 000

Для повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимо 275 тыс. руб. на приобретение ПО «Пирамида 2.0» с лицензией и дополнительными расширениями.

Полная стоимость для повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения составит более 4,35 руб млн. руб.

4.2 Предполагаемый экономический эффект при повышении точности учета электрической энергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения

Экономический эффект при уменьшении уровня потерь электрической энергии в электрических сетях может быть достигнут проведением различных мероприятий. В данном случае экономический эффект будет достигнут путем повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях

110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, которая включает:

- повышение класса точности приборов учета;
- отсутствие ручного сбора данных с приборов учета;
- дистанционный сбор и обработку данных по показаниям;
- предоставление показаний приборов учета электрической энергии за любое прошедшее время;
- управление системой учета электроэнергии во времени;
- сохранение характеристик электрической сети в базе данных;
- улучшение и контроль качества электрической энергии.

Для комплексной оценки экономического эффекта от повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, необходимо определить полную прибыль и рассчитать срок окупаемости.

Прибыль от снижения уровня потерь электроэнергии по формуле (8):

$$П = \Delta W \cdot C \quad (8)$$

где ΔW – снижение величины потерь электрической энергии, кВт·ч,

C – цена электроэнергии, согласно данным договора (Приложение А).

Определим величину прибыли от снижения уровня потерь электрической энергии:

$$П = 1\,016\,839,8 \cdot 3,6 = 3\,660\,623,28 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости рассчитывается по формуле (9):

$$T = \frac{K}{П} \quad (9)$$

где K – капиталовложения;

$П$ – прибыль.

Для расчета капиталовложений в данный проект по повышению точности учета электроэнергии в электрических сетях, используется формула (10):

$$K_{\pi} = K_{\text{ПУ}} + K_{\text{ПО}} + K_{\text{СВ}} \quad (10)$$

где $K_{\text{ПУ}}$ – капиталовложения в приборы учета электроэнергии;

$K_{\text{ПО}}$ – капиталовложения в программное обеспечение;

$K_{\text{СВ}}$ – капиталовложения в оборудование связи для передачи данных.

Найдем капиталовложения в проект по повышению точности учета электроэнергии в электрических сетях 110/35/6 кВ, питающих золоторудные месторождения.

$$101\,028 + 3\,654\,170,4 + 275\,000 + 323\,214 = 4\,353\,412,4 \text{ руб.}$$

Определим срок окупаемости при проведении повышения точности учета электрической энергии повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения:

$$T = 4\,353\,412,4 : 3\,660\,623,28 = 1,19.$$

Срок окупаемости при проведении повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, составит более года. Исходя из данных расчета видно, что для дальнейшей перспективы проведение повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, является выгодным вложением, т. к. экономический эффект положителен.

Данная работа по повышению точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, имеет практическое применение. Работа принята к исполнению с 2022 года, отдельные элементы, предложенные в работе, уже реализуются на объектах золоторудных месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оценка современного состояния в области учета электроэнергии показала, что организация учета электрической энергии предъявляет разные требования к видам учета электроэнергии. При анализе систем учета электроэнергии выявлено, что интеллектуальные системы учета гораздо эффективнее, благодаря доступу наибольшего числа необходимых функций, по сравнению с традиционными. Учитывая все особенности и исполнение способов технической реализацией автоматизированных систем учета, наиболее удобной и не затратной по времени является многоуровневая АСУЭ. При сравнительном анализе программного обеспечения по критериям выбора, определено, что наиболее подходящим является ПО «Пирамида 2.0» с дополнительным расширением функций.

Важно учитывать климатические характеристики Зейского района Амурской области, приравненного к крайнему северу, для выбора приборов учета электроэнергии, они должны работать при низком температурном диапазоне. В системе внешнего электроснабжения для коммерческого учета электрической энергии, все места между объектами поставщика электроэнергии (в лице сетевых компаний) и потребителя электроэнергии (в лице золоторудных месторождений) оснащены прибора учета электроэнергии на границах раздела. Исключением является ВЛ 110 кВ Светлая - Мехзавод - ПС Пионер ввод Т-1, 2, поэтому необходим перенос точек учета электроэнергии на границы раздела. На основании характеристики внутреннего электроснабжения выявлено, что для оборудования, установленного на ВЛ и КЛ 6 кВ в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, необходимо полное переоснащение электрооборудования счетчиками электроэнергии. Не все ячейки РУ 6 кВ оснащены счетчиками ЭЭ, нужна дополнительная установка на четырех ячейках РУ № 4.

Анализ организации учета ЭЭ показал, что система учета электроэнергии на золоторудных месторождениях является смешанной. Для точек коммерческого учета с поставщиком электроэнергии сбор данных осуществляется автоматизированным способом, а для технического учета происходит вручную.

Присутствуют расчетные значения электроэнергии и очаги безучетного потребления электроэнергии, связи с недостаточностью технических средств. Автоматизированный способ осуществляется через программное обеспечение «Пирамида 2000», являющееся на сегодняшний день устаревшим, т. к. разработки больше не поддерживают данную версию АСУЭ. Главными направлениями в повышении точности учета электроэнергии на золоторудных месторождениях будут переоснащение электрооборудования счетчиками электроэнергии с возможностью передачи данных, исключение ручного сбора данных, а также переход на обновлённое программное обеспечение, которое дает больше функций.

Проведен анализ схемно-режимной ситуации в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, где найдены очаги потерь ЭЭ: низкая загруженность трансформаторов на ПС и необходимость КРМ на ПС 35/6 кВ Бахмут. Низкая загруженность трансформаторов влечет за собой технические потери электроэнергии, а именно нагрузочные потери, возникшие при передаче электроэнергии до потребителя и влияет на достоверность данных измерений счетчиков ЭЭ. Общий анализ изменения показателей электрической энергии: отпуск, прием, потери показал, что сначала наблюдается уменьшение отпуска и приема электроэнергии примерно на 6 %, и незначительный рост потерь электроэнергии в электрические сети, питающие золоторудные месторождения (менее 1 %), а затем увеличение отпуска и приема электроэнергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, менее чем на 1 % и уменьшение потерь электроэнергии, передаваемой по ВЛ около 5 %, что свидетельствует о случайных потерях из-за отсутствия системы управления (менеджмента).

Для реализации проекта необходимо: 150 счетчиков номиналом 400 В, 39 счетчиков номиналом 100 В, 11 счетчиков прямого включения марки «Меркурий 234 ARTM»; 4 счетчика марки СЭТ, программное обеспечение «Пирамида 2.0» и оборудование связи. Полная стоимость для повышения точности учета ЭЭ в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения составит более 4,35 руб. млн. руб.

Экономический эффект при повышении точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, полностью оправдан. Срок окупаемости после повышения точности учета электрической энергии в электрических сетях 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающих золоторудные месторождения, составляет чуть более 1 года, что является небольшим временным диапазоном.

Повышение точности учета электрической энергии в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения, является наиболее перспективным решением проблемы снижения потерь электроэнергии. Данная работа реализуется, отдельные элементы, предложенные в работе, уже применяются на объектах в электрических сетях, питающих золоторудные месторождения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Александрова Н. С. Методические основы оценки эффективности энергосбытовой деятельности на розничном рынке: Автореф. дис. канд. экон. наук. М., 2007. – 24 с.
- 2 Аль-Канани Абдулкадер Абдулкави М. Экономия электроэнергии в низковольтных сетях промышленных предприятий. [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/ekonomiya-elektroenergii-v-nizkovoltnykh-setyakh-promyshlennykh-predpriyatii> – 10.04.2022.
- 3 Амурский государственный университет. [Электронный ресурс]. офиц. сайт. – Режим доступа : <https://www.amursu.ru/> – 10.04.2022.
- 4 Анфилатов, В. С. Системный анализ в управлении / В. С. Анфилатов, А. А. Емельянов, А. А. Кукушкин. М. : Финансы и статистика, 2002. - 368 с.
- 5 АО «Покровский рудник» [Электронный ресурс]. офиц. сайт. – Режим доступа : <https://petropavlovskplc.com/ru/> – 18.04.2022.
- 6 АО «ННПО им. М.В. Фрунзе» [Электронный ресурс] // Nzif.ru офиц. сайт. – Режим доступа : <https://www.nzif.ru/o-npo.html>– 18.04.2022.
- 7 Апраткин В. Н. Организация управления потерями электроэнергии в распределительных электрических сетях. [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/organizatsiya-upravleniya-poteryami-elektro-energii-v-raspredelitelnykh-elektricheskikh-setya>. – 23.04.2022.
- 8 Апраткин В.Н., Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Менеджмент и управление коммерческими потерями электроэнергии в распределительных электрических сетях // Диагностика электрооборудования. Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2000, с.111–112.
- 9 Афанасьев А. И. Экономико-математическое моделирование и системные методы управления процессами снижения потерь электроэнергии в сетях региональной ЭЭС: на примере Карачаевочеркесскэнерго. [Электронный

ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/ekonomiko-matematicheskoe-modelirovanie-i-sistemnye-metody-upravleniya-protsessami-snizheniy> – 24.10.2021.

10 Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринов Е. П. Снижение коммерческих потерь в электроэнергетических системах // Электрические станции. – 1998. – № 9.

11 Волкова, В. Н. Основы теории систем и системного анализа. / В. Н. Волкова, А. А. Денисов. СПб. : Изд-во СПбГТУ, 2001. – 512 с.

12 Воропай, Н. И. Системные исследования проблем энергетики. / Н. И. Воропай, Л. С. Беляев, А. З. Гамм. Новосибирск : Наука, 2000. – 558 с.

13 Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В. Н. и др. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Под редакцией В.Н. Казанцева. - М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.

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

15 ГОСТ 1983 – 2001. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – введ. 2003–01–01. – Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 2002.– 35 с.

16 ГОСТ 32.144 – 2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – введ. 2014–07–01. – Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 2014.– 16 с.

17 ГОСТ 7746 – 2001. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – введ. 2003–01–01. – Москва : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 2003.– 33 с.

18 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. / Железко, Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В., – М. : НЦЭНАС, 2004. – 280 с.

19 Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко – М. : Энергоатомиздат, 1989.

20 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Руководство для практических расчетов – М. : Издательство ЭНАС, 2009. – 456 с.

21 Железко, Ю. С. Инструкция по нормированию, анализу и снижению потерь электроэнергии в электрических сетях и энергоснабжающих организациях / Ю. С. Железко. - М. : РАО «ЕЭС России», 2001. – 53 с.

22 Жуков В. В. Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике. М.: МЭИ, 2000. – 32 с.

23 Заиграева, Ю. Б., Нейросетевые модели оценки и планирования потерь электроэнергии в электроэнергетических системах – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/neirosetevye-modeli-otsenki-i-planirovaniya-poter-elektroenergii-v-elektroenergeticheskikh-s> – 15.03.2022.

24 Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Утв. приказом Минэнерго России 30.12.2008 № 326.

25 Иванищев, В. А., Теоретические основы автоматизированного управления электропотреблением промышленных предприятий. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/teoreticheskie-osnovy-avtomatizirovannogo-upravleniya-elektropotrebleniem-promyshlennykh-pre> – 15.04.2022.

26 Калинкина, М. А. Совершенствование методик и алгоритмов расчета технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях функционирования АСУ. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/sovershenstvovanie-metodik-i-algoritmov-rascheta-tekhnicheskikh-poter-elektroenergii-v-raspr> – 05.11.2021.

27 Камалиев, Р.Н., Обоснование совокупности технико-экономических решений по совершенствованию учета и снижению потерь электроэнергии в распределительной сети 10-0,4 кВ. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru:

официальный сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/obosnovanie-sovokupnosti-tekhniko-ekonomi-cheskikh-reshenii-po-sovershenstvovaniyu-ucheta-i-s> – 16.03.2022.

28 Ковалев Г. Ф. Комплексный учет фактора надежности в оценке системного эффекта при управлении развитием современных ЭЭС – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: официальный сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/kompleksnyi-uchet-faktora-nadezhnosti-v-otsenke-sistemnogo-effekta-pri-upravlenii-razvitiem-> – 17.04.2022.

29 Коржов А.В. Мероприятия по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях / А.В. Коржов. Челябинск: 2012. [Электронный ресурс] – Режим доступа : – http://esls_kav.susu.ru/wp-content/uploads/2014/12/lekcia.pdf – 27.03.2022.

30 Кумаритов, А. М. Разработка основ оптимального управления сложной региональной энергетической системой "поставщик-потребитель", 2007. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: официальный сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-osnov-optimalnogo-upravleniya-slozhnoi-regionalnoi-energeticheskoi-sistemoi-posta> – 27.03.2022.

31 Ларин, О. М., Методы, модели и алгоритмы для системы поддержки принятия решений оптимизации потерь электроэнергии в системе электрообеспечения промышленного предприятия. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: официальный сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/metody-modeli-i-algoritmy-dlya-sistemy-podderzhki-prinyatiya-reshenii-optimizatsii-poter-ele> – 27.03.2022.

32 Лебедева Л. М., Методы и алгоритмы оптимизации расчетных режимов при оценке надежности сложных электроэнергетических систем. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: официальный сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/metody-i-algoritmy-optimizatsii-raschetnykh-rezhimov-pri-otsenke-nadezhnosti-slozhnykh-elekt/read> – 27.03.2022.

33 Мирский Э. М., Садовский В. Н. Системный подход и системный анализ. – В книге: Системные исследования. Методологические проблемы. Ежегодник, 2010. – М., 2010.

34 Меркурий – приборы учета. [Электронный ресурс] // IEGroup офиц. сайт. – Режим доступа : <https://www.incotexcom.ru/> – 18.04.2022.

35 Мясоедов, Ю. В. Повышение точности действующих систем технического учета электроэнергии в системах электроснабжения. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/povyshenie-tochnosti-deistvuyushchikh-sistem-tekhnicheskogo-ucheta-elektroenergii-v-sistemak> – 30.03.2022.

36 НПО «МИР» – [Электронный ресурс] // Mir-omsk.ru: офиц. сайт. – 1991. – Режим доступа : <https://mir-omsk.ru/products/ac/?section=pc-info> – 30.03.2022.

37 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев. – 5-е изд., доп. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 608 с.

38 НТП «Энергоконтроль». – [Электронный ресурс] // Energocontrol.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <http://www.energocontrol.ru/> – 30.03.2022.

39 О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса [Электронный ресурс] : федеральный закон от 3 декабря 2011 года № 382-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

40 О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации [Электронный ресурс] : федеральный закон от 27 декабря 2018 г. N 522-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

41 Об утверждении государственной программы РФ «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока» [Электронный ресурс]: постановление правительства от 15.04.2014 N 308. – Режим доступа : <https://minenergo.gov.ru/node/1666> – 30.03.2022.

42 Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» [Электронный ресурс] : поста-

новление правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 321. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

43 Об утверждении Положения о Правительственной комиссии по вопросам топливно-энергетического комплекса, воспроизводства минерально-сырьевой базы и повышения энергетической эффективности экономики и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс] : постановление правительства РФ от 11 февраля 2013 г. № 109. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

44 Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации [Электронный ресурс] : федеральный закон от 23.11.2009 N 261-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

45 Об утверждении энергетической стратегии России на период до 2035 г. [Электронный ресурс]: распоряжение правительства РФ от 09.06.2020 N 1523-р. – Режим доступа : <https://minenergo.gov.ru/node/1026> – 30.03.2022.

46 Об электроэнергетики [Электронный ресурс]: федеральный закон от 26.06.2003 N 35-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

47 ООО НПП «ЭКРА». – [Электронный ресурс] // Grantek-svet.Ru: офиц. сайт. – 2007. – Режим доступа : <https://ekra.ru/product/sist-uch-ee/kr-ee/aiis-ue/> – 30.03.2022.

48 ООО «Грантэк-ЭЛ». – [Электронный ресурс] // Ekra.Ru: офиц. сайт. – 2007. – Режим доступа : <https://grantek-svet.ru/catalog/transformatory/znol/znol-06-6-u3.php> – 30.03.2022.

49 Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/195516>. – 17.04.2022.

50 Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/195513>. –17.04.2022.

51 Приказ Министерства энергетики РФ от 7 августа 2014 г. N 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] // Система информационно-правового обеспечения Гарант : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://base.garant.ru/70747774> –17.04.2022.

52 Программное обеспечение «Пирамида 2.0» [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – Режим доступа : <http://www.sicon.ru/prod/po/pyramid20>. – 19.04.2022.

53 Подрезова, Д. В. Разработка методики оптимизации режима электро-энергетической системы с учетом стоимости потерь в электрической сети. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/con-tent/razrabotka-metodiki-optimizatsii-rezhima-elektroenergeticheskoi-sistemy-s-uchetom-stoimosti> – 03.04.2022.

54 Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Доступ из справ.-правовой системы «Гарант».

55 ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 7. Утверждено Министерством энергетики Российской Федерации. – [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://tech-expo.ru/pue/> – 01.04.2021 г.

56 РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

57 Савина, Н. В., Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности. – [Электронный

ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/sistemnyi-analiz-poter-elektroenergii-v-raspredelitelnykh-elektricheskikh-setyakh-v-usloviya> –23.03.2022.

58 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем // Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление: сб. тр. Всероссийской конференции, 12-15 сентября 2005 г. Иркутск, 2005. с. 704 – 712.

59 Савина Н. В. Управление уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях: учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 114 с.

60 Савина Н. В., Мясоедов Ю. В., Мясоедова Л.А., Обеспечение оптимального уровня потерь электроэнергии в системах электроснабжения предприятий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://elibrary.ru/item.asp?id=45934496> – 04.04.2022.

61 Сапронов А. А. Анализ структуры потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. // Энергосбережение и водоподготовка. 2006. - № 8. – с. 37-43.

62 СпецТехноРесурс торговый дом. – [Электронный ресурс] // Td-str.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <http://td-str.ru/file.aspx?id=31228> – 06.04.2022.

63 СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/34.01-6.1-002-2016.pdf – 26.03.2022.

64 СТО 56947007-29.180.02.140-2012 Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.180.02.140-2012.pdf – 26.03.2022.

65 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

66 Ткачева, Ю.И., Разработка методов и технических средств по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях низкого напряжения, 2003. – [Электронный ресурс] // DissersCat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.disserscat.com/content/razrabotka-metodov-i-tekhnicheskikh-sredstv-po-snizheniyu-poter-elektroenergii-v-raspredelit> – 28.03.2022.

67 Тараненко А. А. Повышение достоверности показаний счетчиков электрической энергии и определение коммерческих потерь в электроэнергетических системах. 2000. – [Электронный ресурс] // DissersCat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.disserscat.com/content/povyshenie-dostovernosti-pokazanii-schetchikov-elektricheskoi-energii-i-opredelenie-kommerch> – 09.04.2022.

68 Тимофеев, Г. С. Комплексный учёт схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов при расчёте потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем. – [Электронный ресурс] // DissersCat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.disserscat.com/content/kompleksnyi-uchet-skhemno-strukturnykh-i-rezhimno-atmosfernykh-faktorov-pri-raschete-poter-e> – 09.04.2022.

69 Телесистемы – [Электронный ресурс] // Telesystems.info: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : http://www.telesystems.info/uchet_electro – 09.04.2022.

70 Туркина О. В. Разработка методов повышения обоснованности и достоверности расчета и анализа фактических потерь и балансов электрической энергии в электрических сетях. – [Электронный ресурс] // DissersCat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.disserscat.com/content/razrabotka-metodov-povysheniya-obosnovannosti-i-dostovernosti-rascheta-i-analiza-fakticheskikh> – 09.04.2022.

71 Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005.

72 Фурсанов М.И., Жерко О.А. Расчет и анализ режимов и потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 6-330 кВ : Учебно-метод. пособие по разделу курсов «Электрические системы и сети», «Автоматизация электр.

трических сетей», «Оптимизация режимов энергосистем», «Основы эксплуатации энергосистем». Мн.: БГПА, 2001. – 34 с.

73 Филиппов С. А. Методики определения потерь мощности и энергии в электрических сетях 6-220 кВ и анализ погрешности результатов. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/metodiki-opredeleniya-poter-moshchnosti-i-energii-v-elektricheskikh-setyakh-6-220-kv-i-anali> – 21.03.2022.

74 Хорошилов Н. В., Модель и алгоритмы для информационной системы управления режимами электропотребления промышленных предприятий. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/metody-modeli-i-algoritmy-dlya-sistemy-podderzhki-prinyatiya-reshenii-optimizatsii-poter-ele> – 21.03.2022.

75 Чудинов, М. И., Графическое моделирование и визуализация принятия решений в интегрированных системах оптимального управления региональным энергопотреблением. – [Электронный ресурс] // Dissercat.Ru: офиц. сайт. – 2009. – Режим доступа : <https://www.dissercat.com/content/graficheskoe-modelirovanie-i-vizualizatsiya-pri-nyatiya-reshenii-v-integrirovannykh-sistemakh> – 21.03.2022.

76 Шульгина А. А., Снижение потерь электроэнергии путем внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии на примере электрической сети Зейского района 110/35/6 кВ, питающей золоторудные месторождения / Н. В. Савина, А. А. Шульгина // День науки : материалы ХХІХ научной конференции Амурского государственного университета (23-25 ноября 2020 г.). – Благовещенск : типография АмГУ, 2020. – С. 89–90.

77 Шульгина А. А., Способы и средства снижения потерь электрической энергии в сети 110/35/6 кВ, питающей золоторудные месторождения / Н. В. Савина, А. А. Шульгина // День науки : материалы ХХХ научной конференции Амурского государственного университета (15 апреля 2021 г.). – Благовещенск : типография АмГУ, 2021. – С. 68–69.

78 Шульгина А. А., Управление уровнем потерь электроэнергии в электрической сети 110/35/6 кВ Зейского района Амурской области, питающей золоторудные месторождения / А. А. Шульгина, // Актуальные научные исследования в современном мире. – Переяслав, 2021. – Вып.12 (80), ч. 9. – С. 180-182.

79 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Фактические потери ЭЭ за 2015-2021 г.

Таблица - Фактические потери ЭЭ за 2015-2021 г.

Наименование объекта	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Всего
2015 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	261 919,0	230 871,0	238 350,0	250 144,0	206 806,0	184 531,0	206 624,0	215 154,0	184 730,0	194 133,0	221 120,0	255 054,9	2 649 436,9
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	173 736,0	154 504,0	174 236,0	160 032,0	203 450,0	159 995,0	174 169,0	155 959,0	152 323,0	158 585,0	130 587,0	114 814,0	1 912 390,0
Сумма кВт*ч.:	435 655,0	385 375,0	412 586,0	410 176,0	410 256,0	344 526,0	380 793,0	371 113,0	337 053,0	352 718,0	351 707,0	369 868,9	4 561 826,9
Цена, руб/кВт*ч.:	2,8	3,0	2,8	2,8	2,6	2,4	2,6	2,3	2,5	2,7	2,9	2,8	2,7
Сумма руб.:	1 228 547,1	1 152 271,3	1 167 618,4	1 127 984,0	1 058 460,5	826 862,4	971 022,2	864 693,3	852 744,1	934 702,7	1 005 882,0	1 050 427,8	12 241 215,6
2016 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	230 708,6	228 434,0	230 662,0	212 372,0	163 915,0	191 504,0	199 505,0	170 135,0	169 123,4	201 505,0	217 797,0	261 922,0	2 477 583,0
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	125 633,0	138 564,0	135 011,8	129 826,0	179 293,0	128 918,0	199 707,0	134 893,0	127 598,0	215 018,0	179 185,0	176 380,0	1 870 026,8
Сумма кВт*ч.:	356 341,6	366 998,0	365 673,8	342 198,0	343 208,0	320 422,0	399 212,0	305 028,0	296 721,4	416 523,0	396 982,0	438 302,0	4 347 609,8
Цена, руб/кВт*ч.:	2,9	2,9	2,8	2,8	2,5	2,5	2,5	2,6	2,7	2,9	3,2	3,2	2,8
Сумма руб.:	1 026 263,9	1 071 634,2	1 012 916,5	944 466,5	858 020,0	794 646,6	1 013 998,5	786 972,2	786 311,7	1 199 586,1	1 250 493,3	1 406 949,3	12 152 258,8
2017 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	254 121,0	227 454,9	246 541,0	224 853,0	229 994,0	199 616,0	206 176,0	197 939,0	184 832,0	264 301,0	234 438,0	253 894,0	2 724 159,9
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	135 163,0	125 761,0	147 405,0	136 741,0	131 518,0	183 824,0	126 203,0	126 518,0	142 089,0	133 261,0	138 811,0	139 920,0	1 667 214,0
ВЛ №1 Пионер-Покровка 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4 733,0	4 733,0
ВЛ №2 Пионер-Покровка 110 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 374,0	6 374,0
Сумма кВт*ч.:	389 284,0	353 215,9	393 946,0	361 594,0	361 512,0	383 440,0	332 379,0	324 457,0	326 921,0	397 562,0	373 249,0	404 921,0	4 402 480,9
Цена, руб/кВт*ч.:	3,1	3,3	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,1	3,2	3,4	3,4	3,2
Сумма руб.:	1 206 780,3	1 169 144,6	1 221 232,6	1 120 941,4	1 120 687,2	1 154 154,4	997 137,0	983 104,7	1 013 455,1	1 280 149,6	1 250 384,2	1 368 633,0	13 885 804,1
2018 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	208 391,0	202 423,0	206 156,0	217 434,3	212 430,0	189 478,0	171 603,0	180 941,0	190 657,0	207 283,0	217 667,0	235 915,0	2 440 378,2
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	149 786,0	143 430,0	144 087,0	137 388,0	126 281,0	108 078,0	142 223,0	138 015,0	145 440,0	135 775,6	157 046,0	160 559,0	1 688 108,6
ВЛ №1 Пионер-Покровка 110 кВ	7 723,0	6 976,0	5 117,0	571,0	0,0	4 516,0	6 183,0	9 368,0	8 989,4	15 328,9	10 979,0	21 771,0	97 522,2
ВЛ №2 Пионер-Покровка 110 кВ	7 723,0	6 976,0	7 723,0	9 223,0	12 891,0	11 877,0	9 271,0	8 388,0	10 664,0	8 330,0	13 152,0	33 893,0	140 111,0
Сумма кВт*ч.:	373 623,0	359 805,0	363 083,0	364 616,3	351 602,0	313 949,0	329 280,0	336 712,0	355 750,3	366 717,4	398 844,0	452 138,0	4 366 120,0
Цена, руб/кВт*ч.:	3,3	3,3	3,2	3,3	3,1	3,0	3,0	3,0	3,2	3,3	3,5	3,5	3,2
Сумма руб.:	1 232 955,9	1 169 366,3	1 161 865,6	1 185 002,9	1 089 966,1	941 846,9	977 961,6	993 300,4	1 134 843,5	1 213 834,7	1 391 965,6	1 559 876,0	14 052 785,6
2019 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	233 444,0	210 426,0	227 672,0	229 683,0	148 846,0	190 325,0	180 881,0	188 943,0	188 560,0	220 085,0	266 013,0	260 143,0	2 545 021,0
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	166 998,0	135 191,8	155 188,3	151 479,3	99 495,0	127 833,0	140 371,0	141 136,0	145 132,0	192 734,0	144 021,0	154 893,0	1 754 472,3
ВЛ №1 Пионер-Покровка 110 кВ	20 898,9	18 951,0	19 873,8	50 195,0	47 166,0	46 285,0	42 785,0	46 894,0	55 147,0	62 153,0	52 961,0	64 599,0	527 908,6
ВЛ №2 Пионер-Покровка 110 кВ	33 553,0	31 390,0	34 017,0	61 707,0	51 495,0	53 348,0	85 735,0	85 728,0	84 454,0	126 529,0	110 949,0	110 242,0	869 147,0
Сумма кВт*ч.:	454 893,9	395 958,8	436 751,0	493 064,3	347 002,0	417 791,0	449 772,0	462 701,0	473 293,0	601 501,0	573 944,0	589 877,0	5 696 549,0
Цена, руб/кВт*ч.:	3,6	3,7	3,4	3,5	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,5	3,5	3,4
Сумма руб.:	1 614 873,4	1 465 047,6	1 498 056,0	1 710 933,1	1 113 876,4	1 320 219,5	1 421 279,5	1 457 508,2	1 490 873,0	1 936 833,2	2 008 804,0	2 082 265,8	19 120 569,5
2020 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	242 992,0	233 196,0	215 162,0	212 242,0	219 249,0	179 981,5	187 811,3	207 741,0	227 243,5	234 306,3	269 598,0	307 472,0	2 736 994,5
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	149 912,0	155 284,0	163 525,0	160 593,0	126 363,0	153 394,5	158 811,3	175 247,0	130 489,5	142 004,3	139 283,0	173 080,0	1 827 986,5
ВЛ №1 Пионер-Покровка 110 кВ	49 963,0	30 845,0	44 119,0	30 128,0	32 528,0	44 465,5	105 030,3	40 757,0	20 657,5	38 747,0	17 448,0	17 434,0	472 122,3
ВЛ №2 Пионер-Покровка 110 кВ	90 147,0	51 752,0	83 894,0	40 620,0	42 877,0	95 877,5	87 635,3	36 717,0	39 809,5	49 551,3	37 607,0	40 473,0	696 960,5
Сумма кВт*ч.:	533 014,0	471 077,0	506 700,0	443 583,0	421 017,0	473 719,0	539 288,0	460 462,0	418 200,0	464 608,8	463 936,0	538 459,0	5 734 063,8
Цена, руб/кВт*ч.:	3,4	3,6	3,5	3,6	3,4	3,2	3,6	3,5	3,4	3,5	3,8	3,8	3,5
Сумма руб.:	1 817 577,7	1 686 455,7	1 748 115,0	1 583 591,3	1 412 545,5	1 533 593,8	1 920 217,6	1 622 120,0	1 440 674,7	1 603 411,8	1 753 783,2	2 023 214,1	20 145 300,4
2021 г													
ВЛ №1 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	316 479,0	273 494,8	279 744,0	111 976,0	170 473,8	159 944,0	207 788,5	204 061,0	201 558,0	202 041,0	240 163,8	260 059,0	2 627 782,8
ВЛ №2 Светлая-Мех.завод-Пионер 110 кВ	177 967,0	147 538,8	167 979,0	42 397,0	71 152,8	102 436,0	138 990,5	117 695,0	151 973,0	148 784,0	122 478,8	140 214,0	1 529 597,8
ВЛ №1 Пионер-Покровка 110 кВ	17 447,0	18 097,8	21 055,0	28 090,0	41 469,8	48 909,0	33 931,5	47 816,0	43 665,0	50 320,0	59 774,8	58 018,0	468 593,8
ВЛ №2 Пионер-Покровка 110 кВ	39 789,0	32 760,8	44 916,0	34 376,0	36 019,8	95 458,0	70 798,5	86 043,0	75 737,0	102 093,0	108 718,8	115 203,0	841 912,8
Сумма кВт*ч.:	551 682,0	471 884,0	513 694,0	216 839,0	319 116,0	406 747,0	451 509,0	455 615,0	472 933,0	503 238,0	531 136,0	573 494,0	5 467 887,0
Цена, руб/кВт*ч.:	3,6	3,8	3,7	3,7	3,6	3,1	3,1	3,1	3,4	3,5	3,6	3,6	3,5
Сумма руб.:	2 001 549,7	1 810 537,2	1 890 393,9	802 304,3	1 141 158,8	1 264 088,3	1 401 703,0	1 415 504,7	1 620 013,1	1 780 668,7	1 923 250,8	2 077 288,2	19 128 460,6