

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Ю.С. Сергеев  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автоматизация системы коммерческого учета электроэнергии потребителей  
ТП-462 села Боровое Чебаркульских РЭС

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ– 13.03.02.2018.332.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности  
доцент

\_\_\_\_\_ С.Н. Трофимова  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Руководитель работы  
доцент

\_\_\_\_\_ С.Н. Трофимова  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Экономическая часть  
доцент

\_\_\_\_\_ С.Н. Трофимова  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Автор работы  
студент группы ФТТ-403

\_\_\_\_\_ С.С. Ахметзянов  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Нормоконтролер  
ст. преподаватель

\_\_\_\_\_ О.В. Терентьев  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

Златоуст 2018

## АННОТАЦИЯ

Ахметзянов С.С. Автоматизация системы коммерческого учета электроэнергии потребителей села Боровое Чебаркульских РЭС – г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте, кафедра ЭАПП; 2018 г., 67 с., 10 ил., библиогр. список – 20 наим., 8 листов ф. А1.

В настоящей выпускной квалификационной работе произведена разработка автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии с организацией удаленного сбора данных потребителей села Боровое Чебаркульских РЭС. Выполнен расчет электрических нагрузок, проверка силовых трансформаторов и построена картограмма.

Разработана функциональная схема расположения АСКУЭ села Боровое Чебаркульских РЭС, выбрано оборудование для организации автоматизированной системы учета электроэнергии.

В технико-экономическом расчете произведен расчет сметной стоимости системы, экономического эффекта от внедрения АСКУЭ и срок окупаемости.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы безопасного обеспечения работ при обслуживании АСКУЭ, экологической безопасности и вопросы обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ			
Разраб.	Ахметзянов С.С.				Автоматизация системы контроля и учета электроэнергии потребителей ТП-462 села Боровое Чебаркульских РЭС Пояснительная записка	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Трофимова С.Н.					Д	4	67
Т.Контр.						Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоуст Кафедра ЭАПП		
Н. Контр.	Терентьев О.В.							
Утверд.	Сергеев Ю.С.							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	8
1.1 Описание отечественных и передовых зарубежных технологий и решений.....	8
1.2 Сравнение электросчетчиков отечественных и зарубежных производителей .....	13
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ...	15
2.1 Анализ потерь электроэнергии.....	15
2.2 Описание существующей схемы электроснабжения .....	18
2.3 Динамика снижения потерь электроэнергии в результате внедрения АСКУЭ .....	21
3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ .....	24
3.1 Характеристика потребителей села Боровое .....	24
3.2 Выбор сечения проводников.....	24
3.3 Расчет мощности .....	25
3.4 Расчетный ток нагрузки питающей линии ВРУ .....	25
3.5 Расчет токов короткого замыкания.....	26
3.6 Расчет ударного тока КЗ.....	27
3.7 Проверка силовых трансформаторов.....	28
4 ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	35
5 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	35
5.1 Выбор системы АСКУЭ .....	35
5.2 Микропроцессорные счетчики учета электроэнергии и мощности ..	37
5.3 Устройство сбора и передачи данных .....	40
6 РАСЧЕТ НАРУЖНОЙ ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ СЕТИ .....	48
6.1 Светотехнический расчет .....	42
6.2 Электрический расчет осветительной сети .....	43
7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА .....	48
7.1 Исходные положения .....	48
7.2 Капитальные вложения .....	48
7.3 Расчет экономии эксплуатационных расходов.....	50
7.4 Расчет экономической эффективности.....	52
6 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	53
6.1 Краткое описание производственного участка.....	53
6.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	53
6.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса .....	54
6.4 Охрана труда .....	57
6.5 Производственная санитария .....	60
6.6 Эргономика и производственная эстетика.....	61

6.7	Противопожарная и взрывобезопасность .....	61
6.8	Экологическая безопасность .....	63
6.9	Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций .....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		65
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....		66

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		6

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия является одним из самых дорогих видов ресурсов, а ее правильный и точный учет — важной задачей для поставщиков энергии. Так как потери в сети достаточно велики, то получение достоверных показаний является важным критерием для проведения точных расчетов потребления. Самый большой процент потерь электроэнергии приходится на сельские районы, что связано, в первую очередь, с большим количеством незаконных подключений.

На сегодняшний день электрические сети находятся в плохом состоянии, а организация учета электроэнергии далека от идеала.

Современная цивилизованная торговля энергоресурсами основана на использовании автоматизированного приборного энергоучёта, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивающего достоверный, точный, оперативный и гибкий, адаптируемый к различным тарифным системам учет, как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя. Одним из основных элементов системы АСКУЭ является микропроцессорный счетчик.

Для электроснабжения потребителей ТП-462 используется распределительная сеть на трёхфазном переменном токе напряжением 6 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,4 кВ.

Целью выпускной квалификационной работы является снижение потерь электроэнергии.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести анализ потерь;
- произвести расчет электрических нагрузок;
- произвести проверку силовых трансформаторов;
- выбрать оборудование для организации автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии;
- рассчитать технико-экономические показатели внедрения АСКУЭ;
- рассмотреть вопросы безопасного обеспечения работ при обслуживании АСКУЭ, экологической безопасности и вопросы обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

Объект: Система электроснабжения потребителей ТП-462.

Предмет: Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		7

# 1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

## 1.1 Описание отечественных и передовых зарубежных технологий и решений

АСКУЭ – это комплекс технических и программных средств, предназначенных для организации автоматического учета электроэнергии и автоматизированного управления процессом энергопотребления.

Основной задачей АСКУЭ является точное измерение количества потребленной и переданной энергии и мощности (возможно, с учетом суточных, зонных и других тарифов), обеспечение возможности хранения этих измерений (в течении определенного времени) и доступа к этим данным для произведения расчетов с поставщиком или потребителем. Кроме того, важной составляющей является возможность анализа потребления (передачи) энергии и мощности[5]

Современная энергетическая стратегия России определяет приоритетом социальную ориентированность развития топливно-энергетического комплекса, то есть повышение жизненного уровня населения. Более эффективным использованием энергоносителей в условиях рынка является энергосбережение. Поставщики и потребители электроэнергии в современных условиях должны соблюдать взаимные экономические интересы, при этом инструментальное обеспечение, которое включает в себя совокупность не только систем, но и устройств, необходимых приборов, каналов связи, алгоритмов и т.п., способных обеспечить контроль, учет и управление параметрами энергопотребления по запросам персонала.

Использование учета электрической энергии позволяет получить открытую и оперативную картину о расходах электроэнергии и мощности, что является основой для внедрения энергосберегающих технологий. Кроме этого наличие АСКУЭ является необходимым для перехода на качественно новые формы оплаты за электроэнергию.

Терминология "АСКУЭ" применяется в России, за рубежом аналога этого термина не существует, и в отдельных сферах используют разные фирменные обозначения, такие как STOM (Serial Transmition of Original Meter Values – последовательная передача оригинальных показаний счетчиков) фирмы "Landis&Gir", при этом наиболее широко используемой аббревиатурой в зарубежных странах является понятие "автоматическое чтение счетчиков", т.е. "AMR – Automatic Meter Reading". Термин "автоматизация энергоучета" за рубежом употребляется как automation of power metering (of energy metering) или automation of metering of electric power and energy(автоматизация измерения электрической мощности и энергии), или automation of metering of energy carrier (автоматизация измерения энергоносителей)[9].

На сегодняшний день в России существует множество производителей выпускающих все необходимое оборудование и программное обеспечение для организации сетей АСКУЭ:

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		8

- АО «Концерн Энергомера», г. Ставрополь;
  - ООО «Матрица», г. Москва;
  - ОАО ННПО им. М.В. Фрунзе, г. Нижний Новгород;
- В структуре АСКУЭ в общем случае можно выделить три уровня.  
Структура АСКУЭ представлена на рисунке 1.1

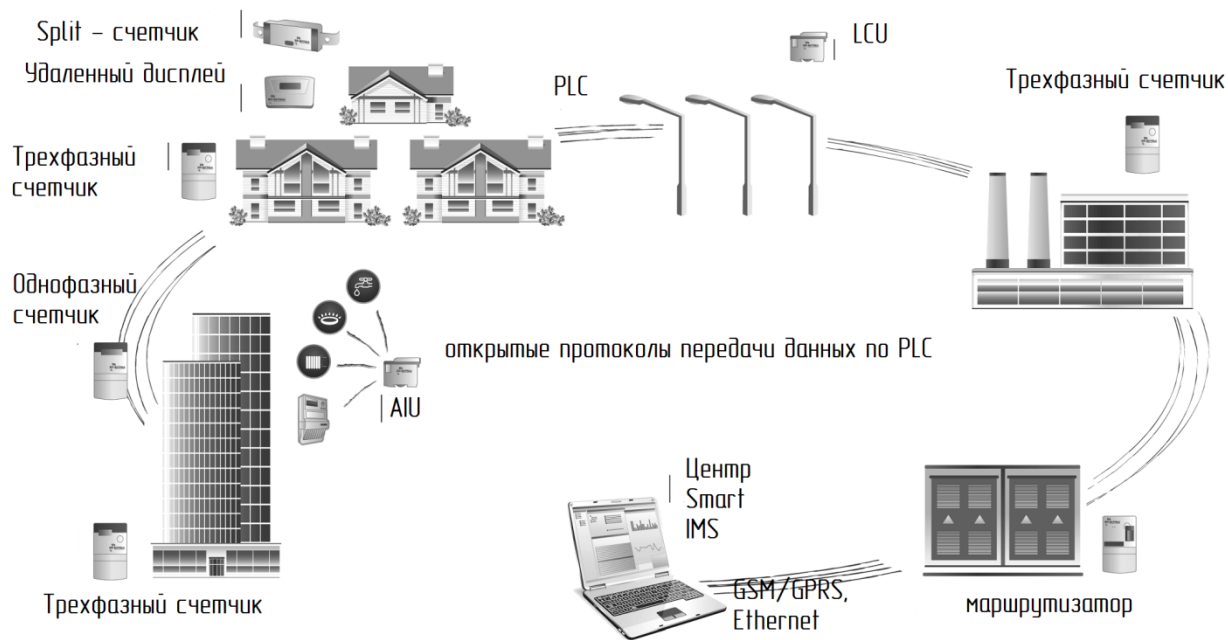


Рисунок 1.1 – Структура АСКУЭ

Нижний уровень - измерительно - информационный комплекс (ИИК) счетчики, удаленные дисплеи - первичные измерительные приборы (ПИП), которые включают счетчики с телеметрическими или цифровыми выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (потребление электроэнергии, мощность и др.) по точкам учета. Сюда же относятся и измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Средний уровень - информационно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) - устройства сбора и передачи данных (УСПД), специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи со встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхние уровни. Сбор информации осуществляется по силовым линиям со счетчиков, подключенных в рамках сети 0,4 кВ (по связи PLC), где он установлен, и передает их в центр с помощью встроенного GSM модема.

Верхний уровень - информационно - вычислительный комплекс (ИВК). Центр сбора и обработки информации SMART\_IMS (Компьютер + GSM модем) – персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных со

специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющий сбор информации с УСПД (или группы УСПД). Здесь выполняется итоговая обработка информации как по точкам учета, так и по их группам - по подразделениям и объектам предприятия, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия управления оперативным персоналом.

Все уровни АСКУЭ связаны между собой каналами связи. Для связи уровней ПИП и УСПД или центров сбора данных, как правило, используется прямое соединение по стандартным каналам связи (PLC, GSM-GPRS, радио, Ethernet). УСПД с центрами сбора данных 3-го уровня, центры сбора данных 3-го и 4-го уровней могут быть соединены по выделенным, коммутируемым каналам связи или по локальной сети.

Высокая точность измерений, способность хранить информацию и передавать ее по различным каналам связи стали возможны с появлением современных микропроцессорных многофункциональных электронных счетчиков с цифровыми интерфейсами. Все современные АСКУЭ являются цифровыми, поскольку в них на смену числоимпульсному принципу передачи измерительной информации пришел цифровой - передача измерительных данных от счетчиков посредством чисел позиционных систем счисления, в частности двоичных чисел. В современных приборах российского производства используются электронные компоненты зарубежного производства, благодаря которым российские производители стали шире использовать современные сетевые средства и цифровую технологию получения и обработки данных.

Цифровые АСКУЭ способны обеспечить достаточно долгое хранение всей полученной информации в заданной точке учета, представляющей собой энерго-независимую память электронного счетчика. Такая энергонезависимая память неопределенное время способна обеспечивать хранение измерительной информации в цифровом формате с заданной точностью. Благодаря цифровому интерфейсу возможен неограниченный доступ к этой информации, при этом точность и достоверность переданной информации не снижается. Измерительный канал распространяется от фидера до счетчика и его цифрового выхода. На следующем этапе он превращается в обычный канал связи, что дает возможность передать любую цифровую информацию, включая измерительную. Этот канал дает возможность использовать одни и те же измерительные данные, которые хранятся в базе данных счетчика. Цифровая АСКУЭ дает возможность перепроверять значения в базе данных и исключать влияние канала связи на передаваемую информацию. На точность данных влияет только класс точности установленного счетчика, который определяется только погрешностями входных цепей и аналого-цифровых преобразователей (АЦП).

Цифровые АСКУЭ, содержащие на нижнем уровне масштабные преобразователи и электронные счетчики с цифровыми интерфейсами, УСПД на промежуточном и компьютер со специализированным программным обеспечением на верхнем уровне, а также соответствующие каналы связи между уровнями, являются слабосвязанными системами. Если базы данных счетчиков периодически реплицируются через каналы связи в базы данных УСПД и компьютера, то досто-

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		10



верным источником результирующей измерительной информации может быть любой из указанных трех уровней - информация каждого из них идентична. Если за какой-то интервал времени не было по тем или иным причинам сбора данных с нижнего уровня АСКУЭ на верхние уровни, то такой сбор может быть выполнен в любой другой интервал времени, причем с полной гарантией получения всех ранее накопленных в счетчиках данных (за исключением случая отказа самого счетчика). В цифровой АСКУЭ все прямые измерения принципиально сосредоточены только в счетчиках. Верхние уровни производят не измерения, а вычисления с использованием цифровых измерительных данных нижнего уровня фиксированной точности.

Сбор и передача информации о показаниях счетчиков может осуществляться как проводным, так и беспроводным способом. На сегодняшний день преобладает первый способ, а самыми востребованными технологическими решениями для проводных сетей счетчиков являются интерфейс RS-485, токовая петля и интерфейс передачи по силовым линиям PLC.

Информация со счетчиков поступает в локальный центр — концентратор, в памяти которого она сохраняется в виде массивов данных. Подобных концентраторов в системе АСКУЭ может быть множество, но для их обслуживания и мониторинга достаточно всего одного центра сбора и обработки информации (ЦСОИ). Для организации передачи данных с удаленных концентраторов системы в единый ЦСОИ, наиболее востребованным решением является организация передачи данных по сети GSM.

При использовании беспроводной технологии GSM данные могут передаваться тремя основными способами: с помощью службы коротких сообщений SMS (ShortMessageService), по голосовому каналу GSM и с использованием пакетной передачи данных GPRS (GeneralPacketRadioService).

Наиболее оптимальный способ передачи данных по сети GSM — применение технологии GPRS. Главной ее особенностью является возможность постоянного подключения абонента к сети, т. е. наличие активного виртуального канала связи. На время передачи пакета данных абоненту предоставляется радиоканал, который в остальное время используется для передачи пакетов других пользователей сети, таким образом, абонент не занимает физический канал постоянно и платит только за трафик, а не за все время сеанса связи. В результате существенно снижается стоимость передачи мегабайта информации. Максимально возможная скорость обмена данными с помощью технологии GPRS теоретически может достигать 170 Кбит/с.

PowerLineCommunication, сокращенно PLC, – термин, обозначающий совокупность технологий высокочастотного информационного уплотнения линий электропитания, иначе говоря, технологий «без новых проводов».

PLC-технологии являются достойной альтернативой другим технологиям передачи данных – как проводным, так и беспроводным, а в ряде случаев такие технологии просто незаменимы. И, учитывая то, что линии электроснабжения существуют на всех предприятиях и соединят все силовое оборудование, за этими технологиями, безусловно, будущее.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		11

К основным преимуществам PLC-технологий относятся:

- низкие совокупные затраты на оборудование, материалы, электромонтажные и строительные-монтажные работы, по сравнению с традиционными проводными решениями, решениями на базе оптоволокна и радиоканала;
- отсутствие эксплуатационных затрат;
- отсутствие трудностей с получением разрешений на монтаж и эксплуатацию, поскольку такие разрешения не требуются;
- разветвленная топология сети без использования повторителей;
- оперативность развертывания, изменения конфигурации и количества узлов;
- устойчивость связи к изменению погодных условий.

Результатом многолетних научных исследований, которые продолжаются до сих пор, стала выработка разнообразных способов модуляции и помехоустойчивого кодирования сигнала, а также ряда стандартов PLC, устанавливающих различные диапазоны несущих частот. Тем не менее, общепринятой коммуникационной технологии выработано не было, что обусловлено, прежде всего, исторически сложившимися различиями в построении систем энергоснабжения ведущих стран мира.

По типу модуляции PLC подразделяется на широкополосную и узкополосную. Первая в зависимости от используемого диапазона частот обеспечивает пропускную способность канала связи от сотен килобит до сотен мегабит при дальности связи точка-точка в пределах сотни метров и используется преимущественно для организации сетей Ethernet и IP-телефонии. Вторая – в системах автоматизации, диспетчеризации и учета энергопотребления при пропускной способности канала связи от 100 бит/с до 10-15 кбит/с и дальности связи от двух до нескольких десятков километров, что определяется параметрами линии, используемой для передачи сигнала.

Узкополосные PLC-модемы применяются для информационного уплотнения существующих силовых или контрольных кабелей, а также для построения сетей связи в системах автоматического и диспетчерского управления.

Новым решением в области энергетики являются SMART IMS обладающие рядом уникальных свойств:

- при построении системы АСКУЭ на аппаратуре SMART\_IMS сводятся к минимуму затраты на монтаж системы. Достигается это за счет того, что аппаратура SMART\_IMS имеет интеллектуальную систему самонастройки и самотестирования;
- в прибор учета встроено отключающее устройство обеспечивающее возможность дистанционного отключения потребителей;
- аппаратура SMART\_IMS позволяет производить ограничения потребителей по заданному алгоритму. Ограничение либо отключение потребителя может осуществляться при превышении допустимого тока, либо мощности нагрузки, превышении разрешенного сальдо, при попытке применения некоторых схем хищения;

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		12

– информационный обмен между счетчиком и устройством сбора и передачи данных осуществляется по силовой сети 0,4кВ. Модем для передачи информации встроен в счетчик и недоступен для абонентов. Это позволяет избавиться от прокладки дополнительных информационных линий, и при этом не важно, где расположен счетчик: в квартире, в этажном щите или на опоре. Прибор сам настраивается на отправку данных по частотному каналу, используя линии 0,4кВ как проводник для обеспечения связи;

– аппаратура SMART\_IMS имеет интеллектуальную многоуровневую систему передачи данных. Надежность передачи данных по зашумленной сети 0,4кВ до контроллера достигается тем, что каждый счетчик является ретранслятором и передает не только информацию, накопленную в себе, но и от соседних удаленных приборов учета;

– в состав аппаратуры SMART\_IMS входит удаленный дисплей, который позволит (подключается к любой розетке в квартире) абоненту получить информацию со своего прибора учета, который в этом случае может находиться в недоступном месте (на опоре, в наглухо закрытом щите, и т.д.). Для частного сектора есть модификация счетчика, устанавливаемого на опоре в разрыв проводов на вводе в дом;

– система может работать в двух режимах: на основе произведенной им предоплаты или вести автоматический учет электроэнергии, потребляемой каждым конечным потребителем, с последующим проведением индивидуальных расчетов за отчетный период;

– для передачи данных в центр приема информации используется GSM канал. Для районов с отсутствующей GSM сетью имеется система передачи данных по сети 6-10 кВ;

– однофазные счетчики SMART\_IMS имеют встроенную защиту от различных способов хищений и формируют сигнал оператору о возникновении нарушений в схеме учета;

– система осуществляет многотарифный учет, используя двенадцать тарифных планов. В тарифных планах учитывается 4 годовых сезона и три типа дней в неделе - рабочие, специальные и выходные. Границы тарифных зон в пределах суток могут устанавливаться произвольно с дискретностью в 1 час.

## 1.2 Сравнение электросчетчиков отечественных и зарубежных производителей

Компания Энергомера является признанным лидером на российском рынке счетчиков электроэнергии. Также компания одна из наиболее современных производителей измерительного оборудования. Помимо установок для проведения поверочных работ в лабораторных условиях, концерн выпускает портативные переносные устройства для проверки приборов и правильности их подключения на месте установки. Последние модификации электросчетчик оснащены токовыми клещами, делающими возможной проверку средств измерения без их отключения. Ежегодно с конвейеров заводов «Энергомера» сходит более трех миллионов электросчетчиков.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		13

тросчетчиков. Каждый третий электронный счетчик электроэнергии, эксплуатирующийся на территории России носит торговую марку «Энергомера». Данная торговая марка известна и на глобальном рынке. Так, в последнем исследовании английской компании «ABS Energy Research» «Энергомера» занимает 7 место среди ведущих мировых производителей счетчиков электроэнергии, и именно поэтому среди российских производителей мы выбираем «Энергомера».

Таблица 1.1 – Сравнение микропроцессорных счетчиков

Характеристики	Actaris SL7000	Elster A1800	Энергомера CE308
Производитель	Франция	Германия	Россия
Период интеграции мощности	1, 2, 3, 5, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут	1, 2, 3, 5, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут	3, 5, 10, 15, 30, 60 минут
Рабочая частота	50 Гц	50 Гц	50 Гц
Рабочий диапазон токов	1... 10 А	1... 5 А	1 ... 10 А
Класс точности	0,2S; 0,5S; 1,0	0,2S; 0,5S; 1,0	1,0
Собственное потребление	1 В·А	1 В·А	1 В·А
Коммуникационные интерфейсы	RS232 и RS485 или 2RS232	RS-485, RS-232	PLC, GSM/GPRS, Ethernet и RF433(радиомодем)
Рабочий диапазон температур	от -40°C до +70°C	от -40°C до +65°C	от -40°C до +60°C
Стоимость	от 37 600 руб.	от 29300 руб.	от 11500 руб.

Вывод по разделу один

Произведено сравнение отечественных и зарубежных счетчиков электроэнергии, выбраны микропроцессорные счетчики компании «Энергомера», так как они полностью удовлетворяют предъявляемым требованиям, а именно классом точности, присутствием радиомодема и стоимостью в 2,5 раза ниже зарубежных.

## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1 Анализ потерь электроэнергии

#### 2.1.1 Общие сведения

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии употребляется термин «технологические потери электроэнергии», определение которого установлено [1]. Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах.

Фактические потери электроэнергии состоят из двух групп:

1. Технологические потери.
2. Коммерческие потери.

Технологические потери включают в себя:

- технические потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии;
- потери, вызванные погрешностью системы учета электроэнергии.

Стоимость нормативного объема технологических потерь традиционно включается в тариф на передачу электрической энергии, поэтому они не являются убытками предприятия. Для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива собранную выручку передают в сетевую компанию в объеме этого норматива.

Величину технических потерь электроэнергии при передаче по электрической сети можно рассчитать математически. Стандартные методики основаны на законах электротехники с учетом метрологических характеристик приборов учета, при этом расходы на собственные нужды подстанций определяются по показаниям счетчиков.

Коммерческие потери, в отличие от технических определяются как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии. Эти потери не включаются в норматив, их невозможно измерить приборами, как технические потери, для них не существует методики расчета. Кроме того, затраты, связанные с оплатой коммерческих потерь, никогда не компенсировались тарифным регулированием.

Существует много различных причин, по которым коммерческие потери не фиксируются документально, поэтому они не учитываются как отдача из электрической сети и потребители их не оплачивают.

В соответствии с действующим законодательством [3] фактические суммарные потери, в которые входят и коммерческие потери должны оплачивать сетевые организации. Так как коммерческие потери электрической энергии - финансовый убыток сетевых компаний, который складывается из денежных расходов сетевого предприятия и упущенной выгоды от неоплаченной передачи электроэнергии, сетевые предприятия заинтересованы в максимально точном учете элект

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		15

троэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности.

Выявить и устранить причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии представляется затруднительным по причине не только несовершенства законодательно-правовой базы, но и отсутствия у сетевой организации прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями. Ограничивает такую возможность недостаточное финансирование, а также недостаточный штат сотрудников, контролирующего электропотребление.

Структурная схема потерь представлена на рисунке 2.1



Рисунок 2.1 – Структурная схема потерь

### 2.1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

Причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

- недостатки в энергосбытовой деятельности.
- погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
- хищение в электропотребление.
- несоответствие дат снятия показаний с расчетным периодом.
- мошеничество с приборами учета.
- несанкционированное электропотребление.

### 2.1.3 Причины, приводящие к появлению коммерческих потерь

Основными причинами, которые приводят к появлению коммерческих потерь, являются следующие:

- низкий коэффициент мощности измеряемой нагрузки;
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

На результат измерений, оказывают влияние следующие факторы:

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов;
- неисправность приборов учета;
- ошибки при монтаже приборов учета.

В сельских районах в эксплуатации имеются устаревшие, выработавшие свой ресурс индукционные электросчетчики класса точности 2,5, которые исключены из Государственного реестра средств измерений, они не производятся и не принимаются на поверку, следовательно, их использование запрещено.

### 2.1.4 Факторы, влияющие на погрешность определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям

На погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям влияют следующие факторы

- искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда можно отнести ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, недостоверная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных и т.п;
- несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным;
- одновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть;
- установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей;
- «безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников.

### 2.1.5 Несанкционированное электропотребление

В категорию «несанкционированное электропотребление» входят «хищения» электроэнергии. Основными составляющими «хищений» являются не только любые вмешательства в работу приборов учета с целью занижений показаний счетчика электроэнергии и несанкционированное присоединение к электрическим сетям, в том числе подключение электрических приемников в обход счетчика, но и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях установленных приборов учета.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		17

Основная доля коммерческих потерь, особенно в сети 0,4 кВ приходится на несанкционированное потребление электрической энергии, при этом большая доля хищений приходится на бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе. Помимо бытовых потребителей имеются случаи хищения промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими. Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии

Так как коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации, а, значит, чем выше их точность, тем точнее будет расчет коммерческих потерь электроэнергии.

## 2.2 Описание существующей схемы электроснабжения

На рисунке 2.2 представлена схема электроснабжения до внедрения АСКУЭ

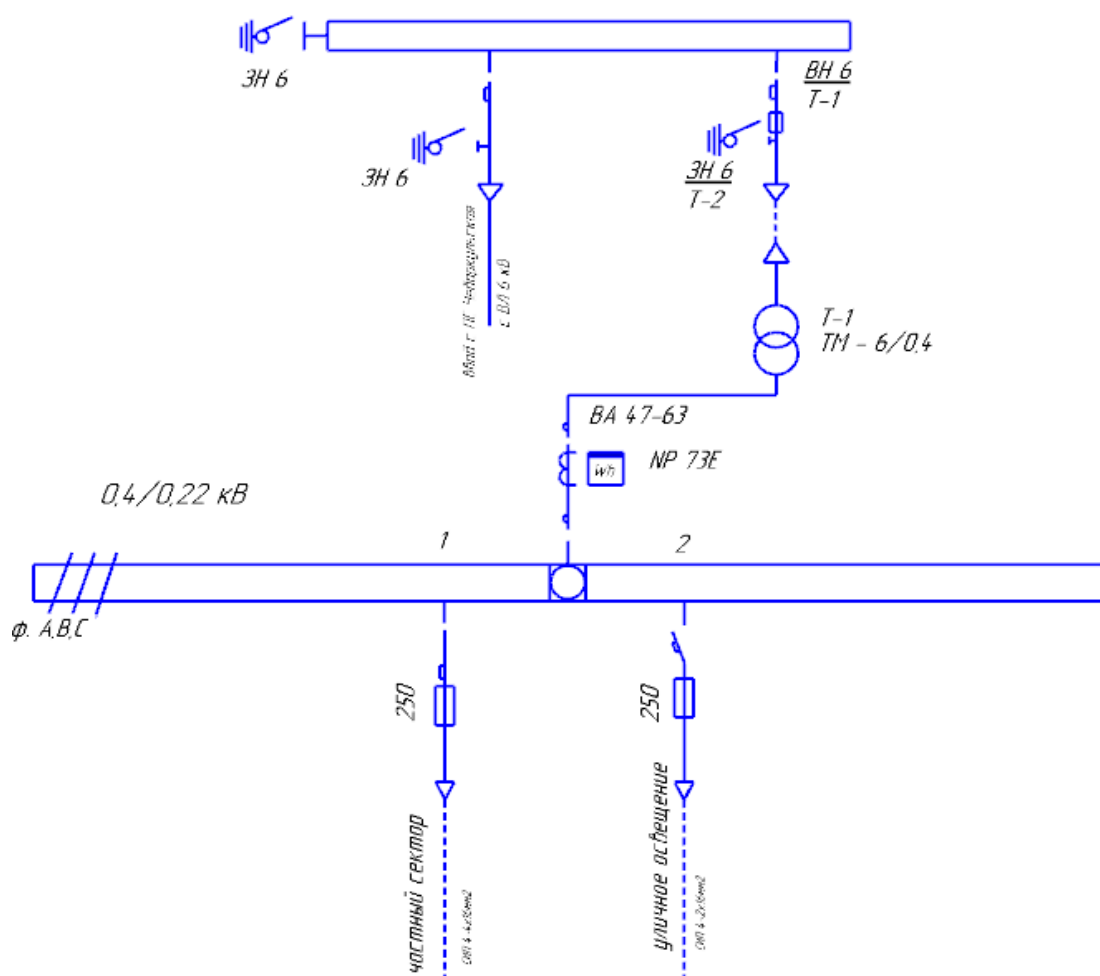


Рисунок 2.2 – Электроснабжение до внедрения АСКУЭ

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		18



Фактические потери – это полные потери электроэнергии. У потребителей ТП – 462 они составляют 75% от общего отпуска электроэнергии. Фактические потери электроэнергии условно подразделяются на технологические и коммерческие. Объем технологических потерь значительно ниже коммерческих. Технические потери, как часть технологических, обусловлены физическими процессами, протекающими при передаче электроэнергии. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, связанные с погрешностями измерения также относятся к технологическим потерям [6,7].

Стоимость нормативного объема технологических потерь традиционно включается в тариф на передачу электрической энергии, поэтому они не являются убытками предприятия. Для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива собранную выручку передают в сетевую компанию в объеме этого норматива.

Величина технических потерь рассчитывается математически согласно законам электротехники, по метрологическим характеристикам определяют допустимые погрешности приборов учета, расходы на собственные нужды подстанций определяются по показаниям счетчиков.

В процессе передачи электроэнергии от производителя к потребителю возникают коммерческие потери. Они являются главным убытком сетевых компаний, потому что не входят в счет тарифа, большая часть потерь связана с безучетным потреблением электроэнергии. Их расчет осуществляется путем вычитания технологических потерь из фактических потерь.

Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отдача из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате.

В соответствии с действующим законодательством, оплата фактических потерь является обязанность сетевых организаций, так как потери возникают в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства [8]. Так как коммерческие потери электрической энергии - финансовый убыток сетевых компаний, который складывается из денежных расходов сетевого предприятия и упущенной выгоды от неоплаченной передачи электроэнергии, сетевые предприятия заинтересованы в максимально точном учете электроэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности.

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

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		19

1. Инструментальные погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и потребителям;
2. Незаконное электропотребление;
3. Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

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

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

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

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

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

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

- сверхнормативные сроки службы измерительных приборов

- ошибки при монтаже приборов учета, в том числе неправильные схемы их подключения

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

- определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности;

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		20

– «безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик;

– недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в т.ч. с многоквартирными жилыми домами;

– наличие бесхозных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей;

– применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета.

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

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

Так как коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации, а значит, чем выше их точность, тем точнее будет расчет коммерческих потерь электроэнергии.

### 2.3 Динамика снижения потерь электроэнергии в результате внедрения АСКУЭ

Согласно [2] хищение электроэнергии составляет 50% всех фактических потерь, а технологические потери 37% от общего. В настоящее время на ТП зафиксированы потери, вызванные погрешностью системы учета электроэнергии 5% возникающие при снятии показаний установленных счетчиков, имеющие класс точности 2.5, тогда на технические потери приходится 32%. Недостатки в энергосбытовой деятельности 13%, включают в себя погрешности определения величин отпуска 5% и несоответствие дат снятия с расчетными периодами составляет 3 дня, по этой причине потери составляют 8% .

Внедрение автоматизированной системы позволит уменьшить погрешности определения величин отпуска электроэнергии за счет уменьшения влияния человеческого фактора, а также сведения к минимуму хищения электроэнергии потребителями.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		21

На рисунке 2.3 представлена схема электроснабжения после внедрения АСКУЭ

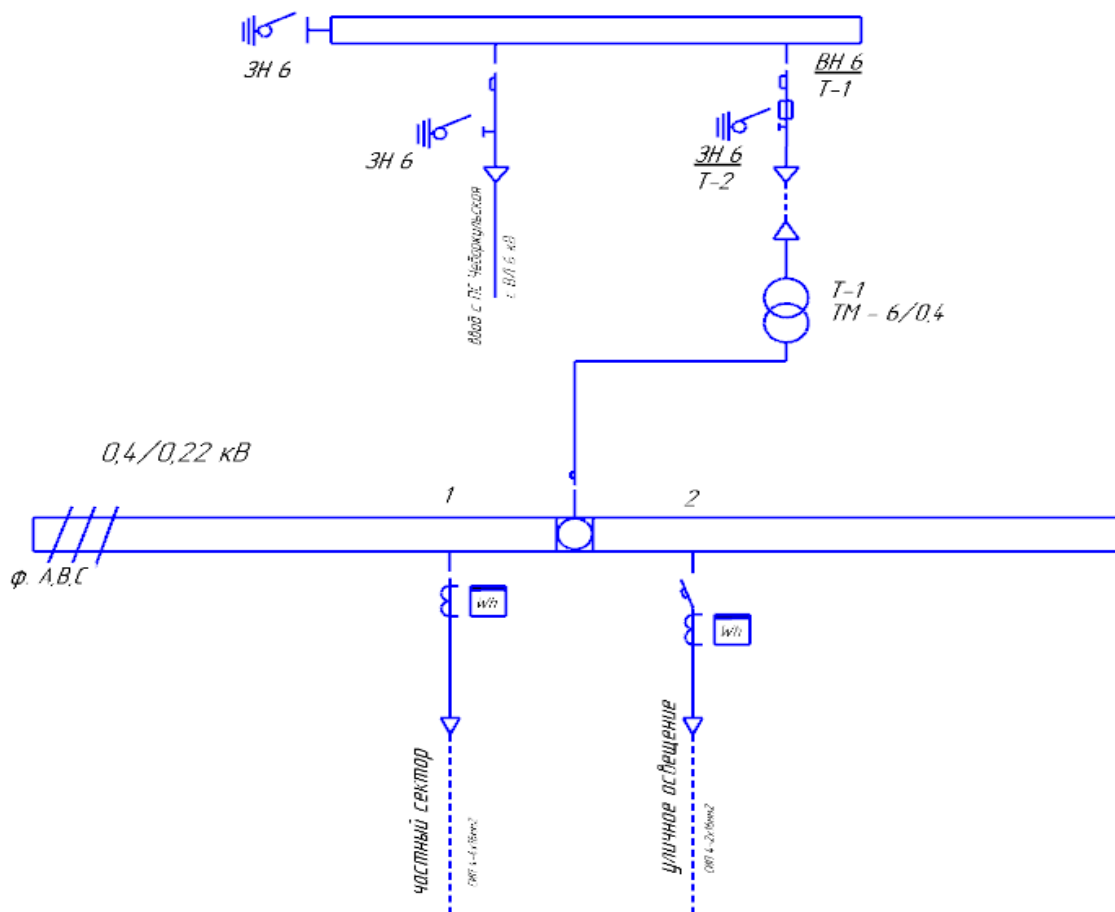


Рисунок 2.3 – Электроснабжение после внедрения АСКУЭ

Таблица 2.2 – Доля потерь электроэнергии от расчетной нагрузки.

	Технологические потери		Коммерческие потери		Всего потерь
	Вызванные погрешностью системы учета электроэнергии	Технологические потери	Недостатки в энергосбытовой деятельности	Хищение в электроэнергии	
До внедрения АСКУЭ	5%	32%	13%	50%	100%
После внедрения АСКУЭ	1%	5%	1%	1%	8%
Динамика	-4%	-27%	-12%	-49%	-92%

Выводы по разделу два

Проведен анализ потерь электроэнергии на ТП – 462. Коммерческие потери составляют 63%, а технологические 37%. В результате внедрения АСКУЭ видим динамику снижения потерь электроэнергии на 92%, отсюда следует необходимость внедрения автоматизированной системы учета электроэнергии.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		23

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Целью расчета электрических нагрузок является определение числа и мощности потребительских ТП. Расчетные электрические нагрузки жилых домов складываются из расчетных нагрузок силовых потребителей электроэнергии и нагрузок питающей осветительной сети [2].

Приведу методику расчета дома.

#### 3.1 Характеристика потребителей села Боровое

Территория представляет собой жилой массив, состоящий из 26 жилых коттеджей, питающихся по токопроводящей арматуре – голым проводом.

Потребителем электрической энергии называется один электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и располагающихся на определенной территории. Потребители электрической энергии требуемой степени бесперебойности электроснабжения, согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), подразделяются на три категории. Потребители села Боровое относятся к III категории.

Трансформаторная подстанция 6/0,4 кВ введена в эксплуатацию в 2000 году.

Подстанция относится к тупиковому типу. Подстанция однотрансформаторная с одной секцией шин, секционированной выключателем. Питание потребителей осуществляется напряжением 6 кВ. Потребители подстанции в основном относятся к III категории по надежности СЭС.

Территория подстанции относится ко II району по скоростным напорам ветра и ко II по толщине стенки гололеда. Район с умеренной пляской проводов и среднегодовой продолжительностью гроз от 10 до 20 часов. В розе ветров преобладает северо-восточный ветер. Вредные выбросы в атмосферу отсутствуют.

Замена электрооборудования ТП – 462 не производилась с момента пуска ТП в эксплуатацию, за исключением замены силовых и измерительных трансформаторов.

#### 3.2 Выбор сечения проводников

Выбор проводов и кабелей должны выбираться по условию:

$$I_{\text{ном}} \geq I_p, \quad (3.1)$$

где  $I_{\text{ном}}$  - номинальное значение тока для проводов и кабелей, А;

$I_p$  - расчетный ток нагрузки.

$I_{\text{ном}} = 170$ , следовательно  $I_p$  возьмем равным 200 А.

Выбор сечения кабелей и проводов является обязательным и очень важным пунктом при монтаже и проектировании схемы любой электрической установки.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		24

Для выбора сечения кабелей и проводов необходимо рассчитать величину токовой расчетной нагрузки и электрическую нагрузку.

### 3.3 Расчёт мощности

Расчет электрических нагрузок производится методом упорядоченных диаграмм. Метод позволяет по номинальной мощности электроприемников с учетом их числа и характеристик определить расчетную нагрузку любого узла схемы электроснабжения. При расчетах он дает наименьшую погрешность, а также позволяет реконструировать рассчитываемый объект. В свою очередь метод упорядоченных диаграмм имеет существенный недостаток в том, что не содержит элементы прогнозирования нагрузок. От этого расчета зависят исходные данные для выбора всех элементов предприятия и денежные затраты при установке, монтаже и эксплуатации выбранного электрооборудования. Для расчета электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм все ЭП разделим на две секции, а затем, в зависимости от нагрузки разделим ЭП на группу А и группу Б. К группе А отнесем ЭП с постоянным графиком нагрузки ( $K_{и} \geq 0,6$ ), к группе Б отнесем ЭП с переменным графиком нагрузки ( $K_{и} < 0,6$ ).

Расчетная нагрузка жилого дома ( $P_{гр.п.}$ , кВт), определяется по формуле:

$$P_{гр.п.} = P_{д.} + 0,9 \cdot P_{с.}, \quad (3.2)$$

$$P_{гр.п.} = 195 + 0,9 \cdot 15 = 208,5 \text{ кВт},$$

где  $P_{д.}$  - расчетная нагрузка электроприемников частного дома, кВт;

$P_{с.}$  - расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников домов ( $P_{д.}$ , кВт) определяется по формуле:

$$P_{д.} = P_{д.уд} \cdot n, \quad (3.3)$$

где  $n$  - количество домов, присоединенных к линии (ТП);

$P_{д.уд}$  - удельная нагрузка электроприемников домов, принимаемая в зависимости от числа домов, присоединенных к линии (ТП), кВт/дом. Удельные электрические нагрузки установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределении ее по фазам трехфазных линий и вводов не превышает 15 %.

$P_{д.уд} = 7,5$  кВт/дом;  $n = 26$  домов

$$P_{д.} = 7,5 \cdot 26 = 195 \text{ кВт},$$

### 3.4 Расчетный ток нагрузки питающей линии ВРУ:

$$I_p = \frac{P_{гр.п.}}{\sqrt{3} \cdot \cos \phi \cdot U_n}, \quad (3.4)$$

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		25

где  $U_n$  - линейное напряжение сети, В.

Нагрузка каждой питающей линии, отходящей от РУ, не должна превышать 250 А.

$$I_p = \frac{107100}{\sqrt{3} \cdot 0,96 \cdot 380} = 170 \text{ А}.$$

По данным расчётам производится выбор электрооборудования на все отходящие линии.

### 3.5 Расчет токов короткого замыкания

Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания (КЗ) [8].

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - также на коммутационную способность.

Учитывая дискретный характер изменения параметров электрооборудования, расчет токов КЗ для его проверки допускается производить приближенно, с принятием ряда допущений, при этом погрешность расчетов токов КЗ не должна превышать 5-10% [3].

Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания  $I_{п0}$ , кА:

$$I_{п0} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (3.5)$$

где  $U_{\text{ср.нн}}$  - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора;

$Z_{\Sigma}$  - полное сопротивление короткого замыкания, Ом.

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \quad (3.6)$$

где  $R_{\Sigma}$ ,  $X_{\Sigma}$  - суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления цепи КЗ, Ом.

Если выполняется условие

$$R_{\Sigma} < \frac{X_{\Sigma}}{3}, \quad (3.7)$$

тогда:

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		26



$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2} . \quad (3.8)$$

Суммарное активное и индуктивное сопротивления на стороне низкого напряжения определяются по формулам:

$$R_{\Sigma} = R_c + R_2, \quad (3.9)$$

$$X_{\Sigma} = X_c + X_2, \quad (3.10)$$

где  $R_c$ ,  $X_c$  - активное и индуктивные сопротивления энергосистемы соответственно, Ом (принять  $R_c = 0,83$  Ом);

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{S} \cdot 10^{-3}, \quad (3.11)$$

где  $S$  - мощность трансформатора, МВ·А (принять  $S = 0,63$  МВ·А)

$R_2$ ,  $X_2$  - активное и индуктивное сопротивления понижающего трансформатора, Ом (принять  $R_2 = 14,7$  Ом,  $X_2 = 60,3$  Ом)

$$R_{\Sigma} = R_2 + R_c = 14,7 + 0,83 = 15,53 \text{ Ом.}$$

$$X_c = \frac{380}{6,3 \cdot 10^6} \cdot 10^{-3} = 60,3 \cdot 10^{-9} \text{ Ом.}$$

$$X_{\Sigma} = X_c + X_2 = 220 + 60,3 = 280,3 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{241 + 78400} = 280$$

тогда

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{476} = 0,798 \text{ кА.}$$

### 3.6 Расчет ударного тока КЗ.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{t_{\text{уд}}}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot K_{\text{уд}},$$

где  $K_{\text{уд}} = \left(1 + e^{-\frac{t_{\text{уд}}}{T_a}}\right)$  - ударный коэффициент;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей, с:

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		27

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f},$$

где  $f$  - частота сети, Гц ( $f = 50$  Гц);

$t_{уд}$  - время от начала КЗ до появления ударного тока, с:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{280,3}{15,53 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,06,$$

$$t_{уд} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \arctg\left(\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}\right)}{\pi} = 0,0098.$$

$$K_{уд} = \left(1 + e^{\frac{-t_{уд}}{T_a}}\right) = 1,85,$$

тогда  $i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot \left(1 + e^{\frac{-t_{уд}}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} = 2,08$ .

### 3.7 Проверка силовых трансформаторов

Существующая трансформаторная подстанция располагается ближе к ЦЭН, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и значительно сократить протяженность распределительной сети низкого напряжения, уменьшив тем самым расход проводникового материала и снизить потери электроэнергии.

Для выбора мощности трансформатора определяется максимальная полная мощность, приходящаяся на подстанцию.

В потребительских ТП установлены трансформаторы типа ТМ250-6/0,4-У1. Паспортные данные трансформаторов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 — Паспортные данные трансформатора типа ТМ250-6/0,4-У1.

Параметры	Значения
Нормируемая мощность, кВА	250
Высокое напряжение, кВ	6
Низкое напряжение, кВ	0,4
Напряжение короткого замыкания, %	4,5
Потери короткого замыкания, Вт	3700
Потери холостого хода, Вт	580
Схема м группа соединений	Y/Y <sub>H</sub> -0; D/Y <sub>H</sub> -11
Габаритные размеры, мм	1220x840x1220

### 3.6.1 Проверка выбранного трансформатора по коэффициенту загрузки:

Силовой трансформатор выбираются исходя из расчетной мощности  $S_p$  и коэффициентов загрузки трансформаторов, который для однитрансформаторной подстанции должен быть  $k_{зтр} = 0,8 \dots 0,95$  - в номинальном режиме,  $k_{зтр ав} \leq 1,4$  - в аварийном режиме[7].

Результаты расчета мощности потребителей подстанции сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Потребители ТП №462

Наименование объекта	$S_p$ , кВА
Группа коттеджей	217,1
Итого:	217,1

Для нормального режима коэффициент загрузки рассчитывается по формуле

$$k_{зтр} = \frac{S_p}{S_{н.тр}}, \quad (3.12)$$

где  $S_{н.тр}$  - номинальная мощность трансформатора.

$S_p$  - расчетная мощность потребителей

$$k_{зтр} = \frac{217,1}{250} = 0,87$$

Выбранный трансформатор ТП № 462 удовлетворяют условиям по коэффициенту загрузки.

### 3.6.2 Проверка трансформаторов на систематическую перегрузку

Систематическая перегрузка трансформатора допустима за счет неравномерности нагрузки его в течении суток (года). Определяется коэффициент перегрузки  $K_{нт}$  трансформаторов

$$K'_{нт} = \frac{S_{н.тр}}{S_p}, \quad (3.13)$$

Если  $K'_{нт} \geq 1$ , то трансформатор не испытывают систематической нагрузки и проверка не требуется.

$$K'_{нт} = \frac{250}{217,1} = 1,15 \quad (3.14)$$

Выбранный трансформатор ТП № 462 удовлетворяют условиям проверки на систематическую перегрузку.

### 3.6.3 Проверка трансформаторов на аварийную перегрузку

Аварийная перегрузка допускается в течении ограниченного времени, когда перерыв в энергоснабжении потребителей недопустим.

Определяется коэффициент перегрузки  $K'_{н.тр}$  в аварийном режиме

$$1,4 \cdot S_{н.тр} \geq S_p, \quad (3.15)$$

$$1,4 \cdot 250 = 350 \geq 217,1 \text{ кВА}. \quad (3.16)$$

Выводы по разделу три

Произведен расчет электрических нагрузок жилых домов и проверка силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки, установленные трансформаторы имеют коэффициент загрузки в нормальном режиме  $k_{зтр}=0,87$ , что соответствует нормативному коэффициенту загрузки и обеспечивает запас по загрузке 13%.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		30

#### 4 ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Для определения местоположения ТП необходимы следующие данные:

- площадь населенного пункта;
- суммарная активная расчетная нагрузка;
- плотность нагрузки.

В жилой застройке между зданиями размещаются детские и спортивные площадки, не всегда удается расположить подстанцию в центре электрических нагрузок.

ТП располагаются в центрах электрических нагрузок, для определения которых необходимо построение картограммы нагрузок. На ней населенный пункт представлен в виде сектора прямоугольной формы.

Построим картограмму нагрузок для потребителей ТП – 462.

Картограмма представляет собой размещённые на генплане окружности, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчетным нагрузкам объектов.

Согласно данному генеральному плану видно, что он представлен в виде прямоугольника 1100x800 м.

По исходным данным построим оси X и Y генплана и нанесем центр электрической нагрузки. При этом считаем, что нагрузка равномерно распределена по площади объектов. Тогда центр круга совпадает с центром тяжести фигуры, изображающий объект на генплане.

С учетом размера территории генплана выбираем масштаб нагрузок, ориентируясь на наибольшую и наименьшую.

$$m_p = \frac{P_{HM}}{\pi \cdot R_{HM}^2}; \quad (4.1)$$

где  $m$  – масштаб нагрузок, кВт/км<sup>2</sup>;

$P_{HM}$  – наименьшая мощность, кВт;

$R_{HM}$  – наименьший визуально воспринимаемый радиус картограммы нагрузки, км

Величина  $m$  округляется и принимается как для активных, так и для реактивных нагрузок.

Далее определим радиус круга активных и реактивных нагрузок:

$$R_p = \sqrt{\frac{P}{\pi \cdot m_p}}; \quad (4.2)$$

где  $R_p$  – радиусы реактивной и активной нагрузок, км;

$P$  и – активная и реактивная нагрузки, кВт;

и  $m_p$  – масштаб нагрузок активной и реактивной, кВт/км<sup>2</sup>.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		31

Координаты ЦЭН определяются по формулам

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (4.3)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (4.4)$$

Расчетные данные, необходимые для построения картограммы нагрузок представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Расчетные данные, необходимые для построения картограммы нагрузок

№ТП	Наименование объекта	$P_{pi}$ , кВт	$X_i$ , м	$P_{pi} \cdot X_i$ , кВт·м	$Y_i$ , м	$P_{pi} \cdot Y_i$ , кВт·м	$r_i$ , мм
462	Группа коттеджей	195	1100	84480	855	136800	2607

Пример расчета ЦЭН.

$$\sum_{i=1}^8 P_i \cdot X_i = 214500 \text{ кВт} \cdot \text{мм},$$

$$\sum_{i=1}^8 P_i \cdot Y_i = 166725 \text{ кВт} \cdot \text{мм},$$

Координаты центров электрических нагрузок будут равны

$$X_{01} = \frac{\sum_{i=1}^8 P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^8 P_i},$$

$$X_{01} = \frac{214500}{195} = 1100 \text{ мм},$$

$$Y_{01} = \frac{\sum_{i=1}^8 P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^8 P_i},$$

$$Y_{01} = \frac{166725}{195} = 855 \text{ мм},$$

Данные расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Координаты центра электрической нагрузки

Номер ТП	$P_{pi} \cdot X_i$ , кВт·м	$P_{pi} \cdot Y_i$ , кВт·м	X	Y
462	214500	166725	1100	855

Картограмма электрических нагрузок представлена на рисунке 4.1

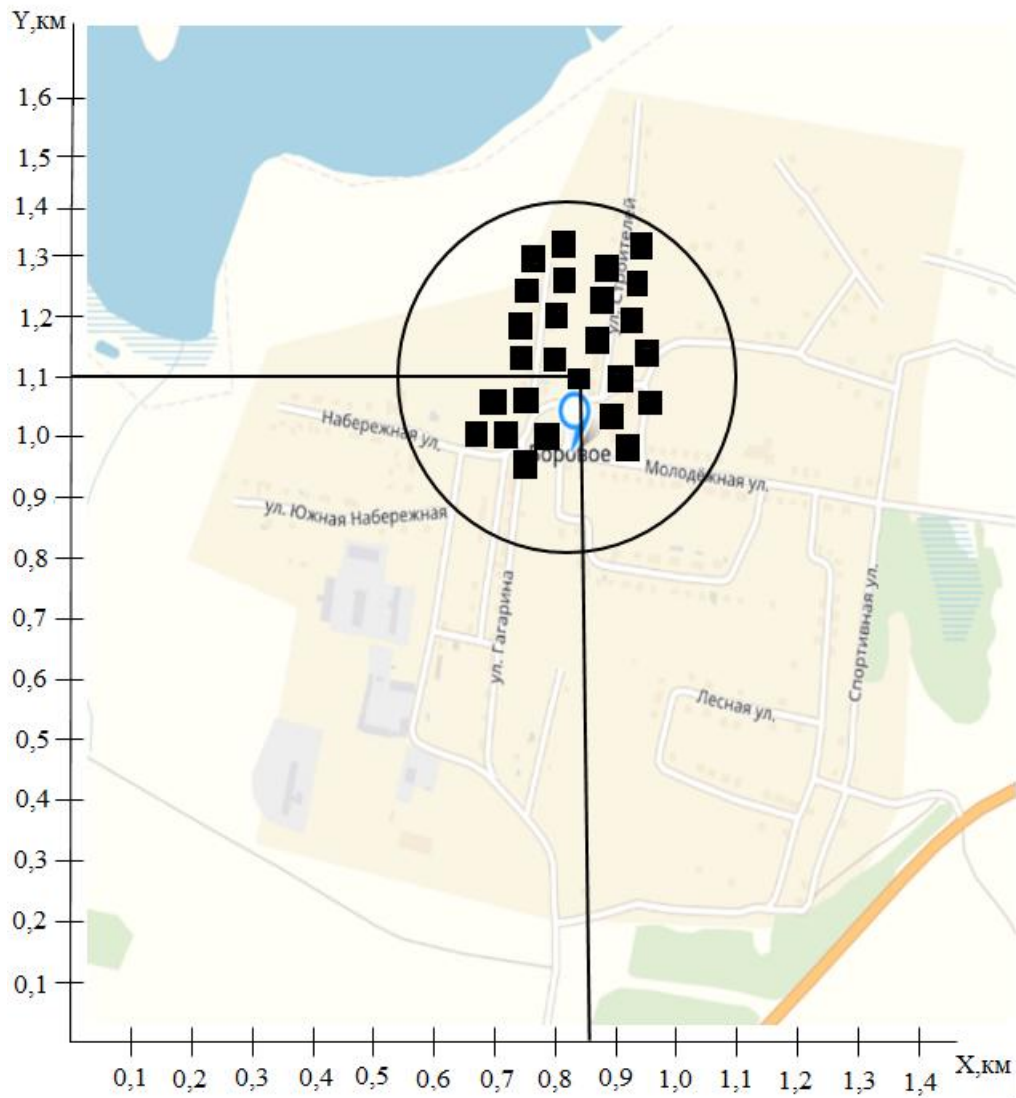


Рисунок 4.1 – Картограмма электрических нагрузок

## Вывод по разделу четыре

Координаты центра электрических нагрузок смещены от фактического расположения ТП на Северо-Запад, не превышает 40 метров от расположения подстанции, поэтому экономически целесообразно оставить на прежнем месте.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		34



## 5 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### 5.1 Выбор системы АСКУЭ

Принцип автоматизированной обработки информации предусматривает использование одной и той же входной информации для решения нескольких задач и позволяет добиться непрерывности обработки.

Система включает в себя все необходимые виды обеспечения:

- техническое;
- программное;
- информационное;
- организационное;

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- создать комплексный автоматизированный сбор информации о потребляемой электроэнергии и мощности по точкам учета;
- создать эффективный контроль за распределением и потреблением электроэнергии на ТП – 462;
- обеспечить передачу информации в центр сбора информации на сервер АСКУЭ ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»;
- добиться снижения потерь электроэнергии;
- осуществить точный в единых временных срезах, коммерческий учет потребляемой электрической энергии и мощности;
- повысить оперативность управления режимами энергопотребления;
- обеспечить контроль достоверности диспетчерско-технологической информации.

Структура АСКУЭ в части информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) по требованиям нормативных документов является иерархической и строится на основании стратегии объединения ИВКЭ в единую информационную систему коммерческого учета АСКУЭ ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго».

Иерархическая структура проектируемой АСКУЭ села Боровое ТП – 462 представляет собой следующее:

1-ый уровень - измерительно-информационный комплекс точек учета (ИИК ТУ)

В состав ИИК ТУ входят:

- измерительные цепи;
- multifunctional электронные счетчики активной и реактивной электрической энергии и мощности с классом точности 1.

Комплекс технических средств ИИК ТУ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение потребленной электроэнергии и мощности для коммерческих расчетов;

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		35

- измерение потребленной электроэнергии и мощности для определения потерь;
- хранение профиля нагрузки с определенным интервалом;
- передачу информации по запросу на устройство сбора и передачи данных (УСПД).

2-ой уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ).

Уровень ИВКЭ включает в себя устройство сбора и передачи данных УСПД установленное в щите управления, в шкафу УСПД и предназначенное для накопления и обработки данных, поступающих со счетчиков.

УСПД предназначено для накопления, обработки данных со счетчиков, передачи в автоматическом режиме информации на вышестоящие уровни АСКУЭ и является основным источником легитимной информации для коммерческих расчетов.

В состав АСКУЭ ИВКЭ входят:

- счетчики электроэнергии;
- УСПД, собирающий и контролирующей информацию со счетчиков электроэнергии;
- устройства связи (каналы связи, модемы);
- устройства синхронизации времени;

С помощью программного обеспечения организуется опрос УСПД, формируются необходимые пользователю отчетные формы, контролируется состояние оборудования АСКУЭ ТУЭ ИВКЭ и обеспечивается выполнение других необходимых функций. Структурная схема АСКУЭ села Боровое ТП – 462 представлена на рисунке 5.1

Система позволяет:

- вести автоматизированный учет электроэнергии и контроль усредненной мощности;
- производить измерение показателей энергопотребления и вычисление их значений;
- формировать и выдавать необходимую оперативному персоналу информацию по энергопотреблению;
- готовить и передавать данные для расчета удельных расходов энергоресурсов и контроля затрат, вести нормирование, планирование энергопотребления и сокращение расходов на энергопотребление.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК);

ИВК предназначен для решения задач по сбору, обработке и хранению информации от ИВКЭ в течение поставки и обеспечении интерфейсов доступа к ней.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		36

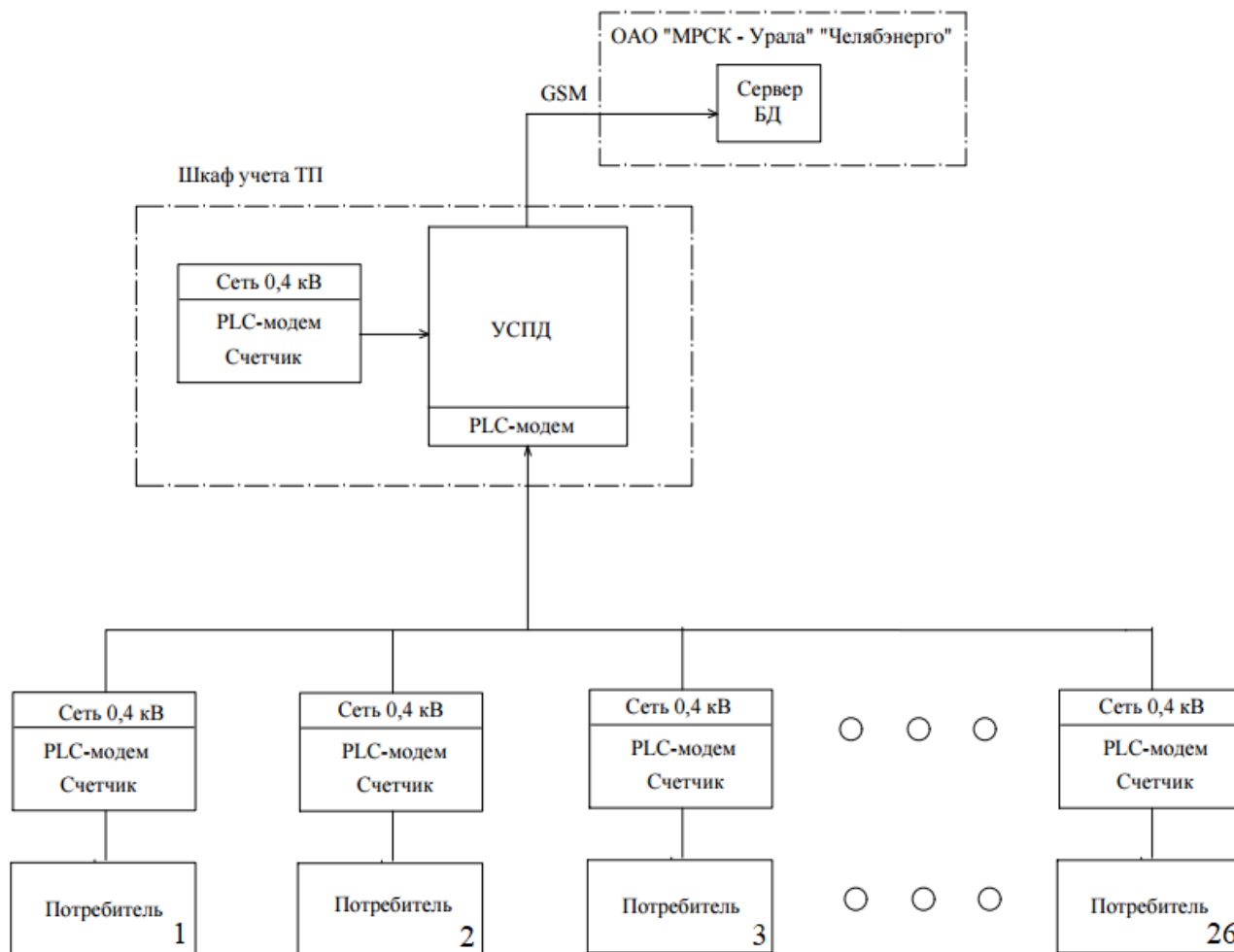


Рисунок 5.1 - Структурная схема АСКУЭ села Боровое ТП – 462

## 5.2 Микропроцессорные счетчики учета электроэнергии и мощности

Электросчетчики являются источниками первичной информации для АСКУЭ. Типы применяемых электросчетчиков должны быть внесены в Госреестр средств измерений Российской Федерации и иметь действующие свидетельства о поверке. Для точек учёта, где возможны перетоки электроэнергии (приём – отдача), электросчётчики должны обеспечивать учёт электроэнергии в обоих направлениях. Все электросчетчики коммерческого учета должны обеспечивать учёт перетоков реактивной мощности в обоих направлениях.

Микропроцессорные счетчики электрической энергии СЕ308, СЕ208 фиксируют заданные при их программировании параметры, основными из которых являются:

- измерение активной и реактивной электроэнергии и мощности, прошедшее через сечение учета нарастающим итогом;
- фиксация усредненных значений мгновенной мощности на расчетном интервале времени;
- многотарифный учет электроэнергии
- запись и хранение в памяти счетчика графика нагрузок;

- использование дополнительного маломощного реле для отключения/подключения нагрузки не более 5А или контакторов из центра сбора данных или по расписанию
- измерение значений напряжений и токов пофазно.

Таблица 5.1 – Технические характеристики счетчика СЕ 208

Характеристика	Значение
Класс точности	1
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	80
Номинальное напряжение, В	230
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха для счетчика, °С	От – 45 до +70
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	50 ± 2,5
Длительность хранения информации при отключенном питании, не менее, лет	16
Срок службы батарейки, лет	16
Интервалы усреднения (расчета) мощности, мин	3; 5; 10; 15; 30; 60
Число тарифов	4
Скорость обмена по интерфейсу/ оптопорту, бит/с	От 300 до 38400
Масса счетчика не более, кг	0,5
Габаритные размеры корпуса (длина; ширина; высота), не более, мм	110 x 89 x 72,5
Средняя наработка счетчика до отказа, ч	220000
Степень защиты	IP51

На рисунке 5.2 изображен внешний вид счетчика СЕ 208

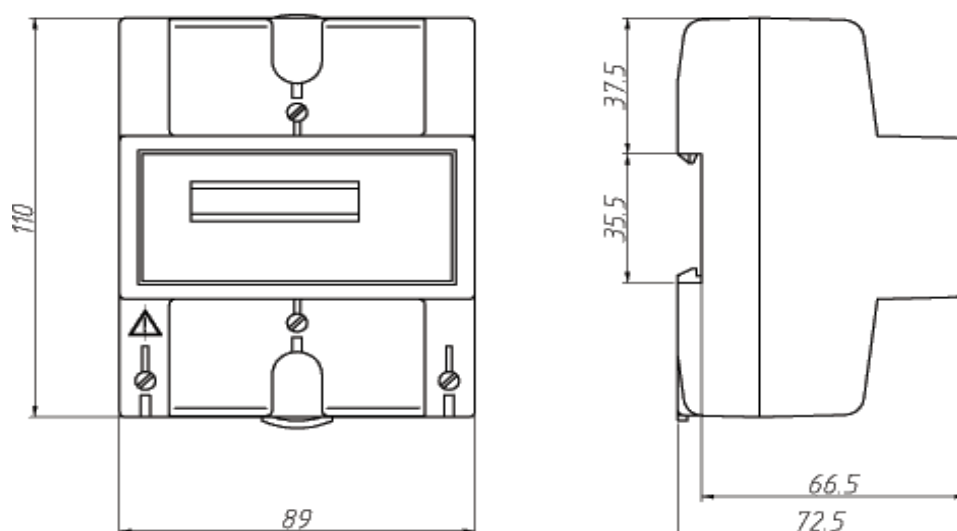


Рисунок 5.2 – Габаритные размеры счетчика СЕ 208

Счетчики осуществляют передачу измерений на УСПД СЕ805 по радио каналу связи (посредством встроенных радио-модулей). Диагностика, дискретность учета параметров электрической сети, их количественный и качественный состав программируется с использованием программного обеспечения ИИС «Энергомера». Хранение ключевой информации (конфигурация, активная энергия, количество сеансов связи и т.д.) осуществляется в энергонезависимой памяти счетчика.

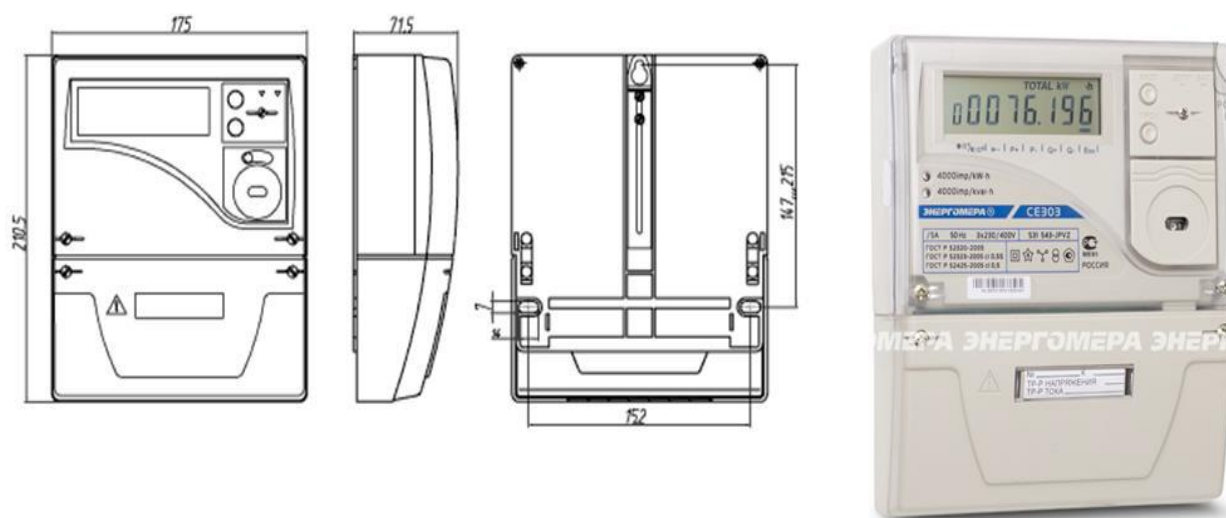


Рисунок 5.3 – Внешний вид микропроцессорного счетчика СЕ308

Таблица 5.2 – Технические характеристики счетчика СЕ308

Характеристика	Значение
Число тарифов, не менее	8
Число временных зон тарифной программы в сутках	от 1 до 12
Класс точности по активной энергии	0,5S, 0,5, 1
Максимальный ток, А	1,5; 10
Номинальный или базовый ток, А	1, 5
Частота измерительной сети, Гц	50
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха для счетчика, °С	от – 40 до +70
Длительность хранения информации при отключении питания, не менее, лет	30
Длительность учета времени и календаря при отключенном питании, не менее, лет	16
Срок службы батарейки, лет	16
Скорость обмена по интерфейсам, бит/с	от 300 до 115200
Масса счетчика не более, кг	0,1

### 5.3 Устройства сбора и передачи данных

На трансформаторной подстанции сбор данных с приборов учета осуществляет УСПД CE805, расположенных на трансформаторной подстанции – по фрагменту локальной промышленной шины EIA485, расположенных у абонентов – по радио каналу (433 МГц).

УСПД обеспечивает сбор, обработку, накопление, хранение данных со счетчиков, объединение измерений по характерным группам, по заданным тарифам на заданном интервале времени, поиск максимальных мощностей, ведение архивов заданной структуры, а также корректировку встроенных часов счетчика во время осуществления сеансов связи с целью обеспечения синхронности измерений. Корректировка встроенных часов УСПД осуществляется во время сеанса связи с сервером центра сбора данных системы учета электроэнергии.

Для передачи коммерческой информации с УСПД CE805 трансформаторных подстанций в центр сбора и обработки информации используется GSM/GPRS канал оператора сотовой связи.

Для обеспечения высокой степени работоспособности комплекс осуществляет автоматическую диагностику и фиксирует все случаи неисправности в журналах событий. Для защиты измерительных данных и параметров комплекса от несанкционированных изменений предусмотрена многоуровневая система защиты.

Таблица 5.3 – Технические характеристики УСПД CE805

Показатели	Величины
интерфейсы для сбора данных со счетчиков интерфейсы для чтения собранных данных количество каналов учета	1 или 2 RS-485, RF433 RS-485, USB, GSM/GPRS, Ethernet 1000
Напряжение питания УСПД, В	9 – 27
Максимальная потребляемая мощность, Вт	10
Диапазон рабочих температур, °С	От – 40 до + 65
Степень защиты корпуса	IP52
Средняя наработка на отказ	Не менее 120 000 часов
Межповерочный интервал	6 лет
Средний срок службы	Не менее 24 лет



Рисунок 5.4 – Внешний вид УСПД СЕ805

Вывод: Для системы АСКУЭ, выбраны однофазные счетчики электроэнергии серии СЕ 208 в количестве 2 штук, трехфазные счетчики серии СЕ 308 в количестве 24 штук, устройство сбора и передачи данных УСПД СЕ 805 в количестве 1 штуки. Для передачи данных со счетчика на УСПД устанавливается GSM Антенна Антей 905 FME/SMA.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		41

## 6 РАСЧЕТ НАРУЖНОЙ ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

### 6.1 Светотехнический расчет

К особенностям выбранного оборудования можно отнести: малые габариты обеспечения отчетливого различия объектов, необходимого для зрительной работы. Рационально распределенный световой поток защищает глаза наблюдателя от чрезмерной яркости. Хорошая защита источников света от механических повреждений и загрязнения обеспечивается выбранным типом светильников. [4]

Проектом предусматривается освещение улиц и фасадов домов микрорайона светильниками Village на деревянных опорах. Осветительные приборы должны устанавливаться так, чтобы они были доступны для их монтажа и безопасности обслуживания с использованием при необходимости инвентарных технических средств. Подключение наружного освещения микрорайона предусматривается от распределительных шкафов типа ВРУ-3. Щит уличного освещения ЩУО-200 устанавливается в небольших городах и населенных пунктах для автоматического регулирования уличного освещения в вечернее и ночное время, что предусматривает централизованное управление освещением. Щит комплектуется вводными автоматами на 100 А с трансформатором тока, счетчиком СЕ 201 и четырьмя групповыми автоматами А3130 на 25 А и 40 А. В ночное время 2/3 светильников отключается.

Для надежной работы осветительной установки и ее экономичности большое значение имеет правильный выбор светильников. При выборе светильника, учитывались условия окружающей среды, в которой будет работать светильник, требуемое распределение светового потока в зависимости от назначения и характера покрытия дороги и экономичность самого светильника.

Так же при выборе светильника необходимо учитывать и технологическое назначение дорог, а, следовательно, и светотехническую классификацию светильников.

Учитывая минимальное присутствие транспорта, принимаем среднюю горизонтальную освещенность покрытия  $E_{cp}=4$ лк, среднюю яркость территории – 2 кд/м<sup>2</sup>.

Согласно рекомендации типового проекта, принимаем схему расположения светильников - однорядную. Длина пролета 20-25 м, высота подвеса светильников – 8 м.

В установках, где нормирована средняя яркость покрытия, за основу расчета берется коэффициент использования по яркости  $U_E$ .

По типу светильника определяется необходимый поток  $\Phi$ , находятся коэффициент запаса  $K_3$ , поправочный коэффициент  $z=1,15$ .

Определяется шаг светильников по формуле

$$D = \frac{\Phi \cdot U_E \cdot N}{E_{cp} \cdot K_3 \cdot b}, \quad (6.1)$$

где  $E_{cp}$  – нормирования яркость, кг/м<sup>2</sup>;  
 $K_3$  – коэффициент запаса;

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		42



$U_E$  – коэффициент использования по яркости;

$K_3=1,5$ ;

$U_e$  - коэффициент использования по яркости,  $U_e=0,21$ .

$$D = \frac{7200 \cdot 0,21 \cdot 1}{4 \cdot 1,5 \cdot 12} = 21 \text{ м} .$$

Определяется необходимое количество светильников: к установке принимается  $n=28$  светильников через 20 м.

Общая мощность от освещения объекта по формуле:

$$P_0 = P_{уд} \cdot n \quad (6.2)$$

где  $P_{уд}$  – удельная мощность светильника Village ,  $P_{уд}=0,06$  кВт;

$$P_0 = 0,06 \cdot 28 = 1,68 \text{ кВт} .$$

Светотехнический расчет для остальных объектов выполняется аналогично. Данные расчетов сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты светотехнического расчета

Номер объекта по плану	Протяженность, м	Количество светильников	Общая мощность, кВт
Дорога	900	28	1,68

## 6.2 Электрический расчет осветительной сети

Расчет электрических осветительных сетей производится по минимуму проводникового материала.

В практике для расчета сечений осветительных сетей при условии наименьшего расхода проводникового материала используется формула:

$$S = \frac{M_{прив}}{C \cdot \Delta U} , \quad (6.3)$$

где  $M_{прив}$  – приведенный момент мощности, кВт.м;

$C$  – коэффициент, зависящий от схемы питания и марки материала проводника,  $C = 44$ ;

$\Delta U$  – допустимая потеря напряжения в осветительной сети от источника питания до наиболее удаленной лампы, %. Согласно ПУЭ,  $\Delta U = 2,5\%$ .

Расчет сети уличного освещения ТП – 462

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		43

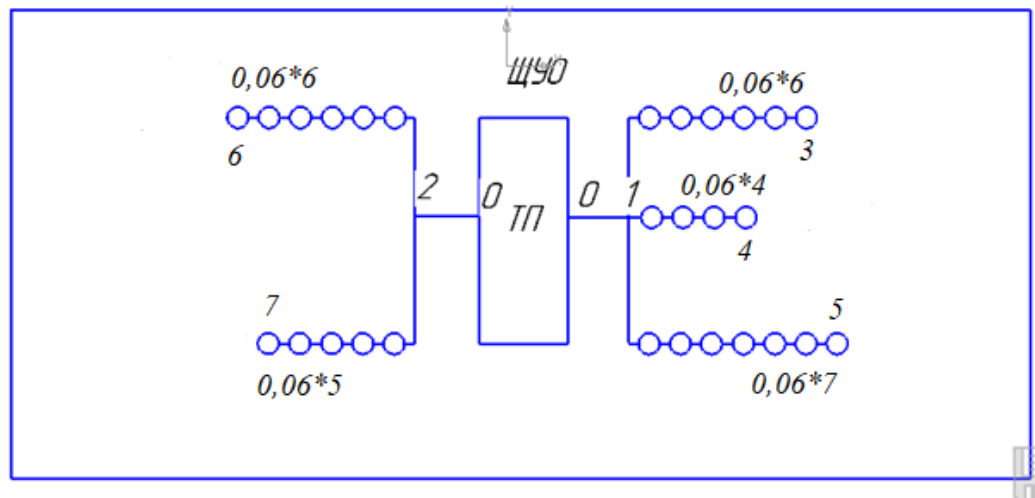


Рисунок 6.1 – Расчетная схема сети уличного освещения потребителей ТП-462

Определяется момент на участке 1-3 по формуле

$$M_{1-3} = P \cdot n \cdot \left( l_0 + \frac{l_1 \cdot (n-1)}{2} \right), \quad (6.4)$$

где  $P$  – расчетная мощность лампы, кВт;

$n$  – количество ламп, шт;

$l_0$  – расстояние до первой лампы, м;

$l_1$  – расстояние между лампами, м.

Момент на участке 1–3

$$M_{1-3} = 0,06 \cdot 6 \cdot \left( 35 + \frac{20 \cdot 5}{2} \right) = 30,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Момент на участке 1–4

$$M_{1-4} = 0,06 \cdot 4 \cdot \left( 30 + \frac{20 \cdot 3}{2} \right) = 14,4 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Момент на участке 1–5

$$M_{1-5} = 0,06 \cdot 5 \cdot \left( 40 + \frac{20 \cdot 4}{2} \right) = 24 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Момент на участке 2–6

$$M_{2-6} = 0,06 \cdot 6 \cdot \left( 60 + \frac{20 \cdot 5}{2} \right) = 39,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Момент на участке 2–7

$$M_{2-7} = 0,06 \cdot 5 \cdot \left( 65 + \frac{20 \cdot 4}{2} \right) = 31,5 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

$$M_{\text{прис}} = M_{1-3} + M_{1-4} + M_{1-5} + M_{2-6} + M_{2-7},$$

$$M_{\text{прис}} = 30,6 + 14,4 + 24 + 39,6 + 31,5 = 140,1 \text{ кВт} \cdot \text{м},$$

$$S_{0-1} = \frac{140,1}{44 \cdot 2,5} = 1,27 \text{ мм}^2$$

По механической прочности алюминиевые провода должны быть с минимальным сечением 16 мм<sup>2</sup>.

Принимаем самонесущий изолированный провод СИП-4 3x16 мм<sup>2</sup>.

Определяются фактические потери напряжения на участке 0–1 по формуле

$$\Delta U_{\phi 0-1} = \frac{M_{0-1}}{C \cdot S_{0-1}} \cdot 100\%, \quad (6.5)$$

$$\Delta U_{\phi 0-1} = \frac{140,1}{44 \cdot 16} \cdot 100\% = 0,19\% .$$

Допустимые потери напряжения на участке 0-1

$$\Delta U_{p0-1} = \Delta U - \Delta U_{\phi 0-1}, \quad (6.6)$$

$$\Delta U_{p0-1} = 2,5 - 0,19 = 2,31\%,$$

Сечения на участке 1-3, 1-4, 1-5, 2-6, 2-7

$$S_{1-3} = \frac{30,6}{44 \cdot 2,31} = 0,3 \text{ мм}^2$$

$$S_{1-4} = \frac{14,4}{44 \cdot 2,31} = 0,14 \text{ мм}^2$$

$$S_{1-5} = \frac{24}{44 \cdot 2,31} = 0,24 \text{ мм}^2$$

$$S_{2-6} = \frac{39,6}{44 \cdot 2,31} = 0,39 \text{ мм}^2$$

$$S_{2-7} = \frac{31,5}{44 \cdot 2,31} = 0,31 \text{ мм}^2$$

Сеть уличного освещения выполняется воздушной линией, СИП-4 3x16 мм<sup>2</sup>.

$$\Delta U_{\delta} = \frac{M}{C \cdot S}, \quad (6.7)$$

$$\Delta U_{\phi 1-3} = \frac{30,6}{44 \cdot 16} = 0,04\%,$$

$$\Delta U_{\phi 0-1} + \Delta U_{\phi 1-2} \leq \Delta U,$$

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		45

$$0,19\% + 0,04\% \leq 2,5\%,$$

$$0,23\% \leq 2,5\%,$$

$$\Delta U_{\Phi 1-4} = \frac{14,4}{44 \cdot 16} = 0,02\%,$$

$$0,19\% + 0,02\% \leq 2,5\%,$$

$$0,21\% \leq 2,5\%.$$

$$\Delta U_{\Phi 1-5} = \frac{24}{44 \cdot 16} = 0,03\%,$$

$$0,19\% + 0,03\% \leq 2,5\%,$$

$$0,21\% \leq 2,5\%.$$

$$\Delta U_{\Phi 2-6} = \frac{39,6}{44 \cdot 16} = 0,05\%,$$

$$0,19\% + 0,05\% \leq 2,5\%,$$

$$0,24\% \leq 2,5\%.$$

$$\Delta U_{\Phi 2-7} = \frac{31,5}{44 \cdot 16} = 0,04\%,$$

$$0,19\% + 0,04\% \leq 2,5\%,$$

$$0,23\% \leq 2,5\%.$$

Проверка выбранных проводников на нагрев током нагрузки.  
Определяется ток на участке 0–1

$$\Delta I_{p01} = \frac{P_{p0}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos \varphi}, \quad (6.8)$$

где  $P_{p0}$  – расчетная мощность на данном участке, Вт;

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение сети, В;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности,  $\cos \varphi = 0,96$ .

$$\Delta I_{p01} = \frac{1575}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,96} = 2,5 \text{ А.}$$

$I_{\text{доп.}} = 90 \text{ А}$  – для кабеля сечением  $S_{\text{ст}} = 16 \text{ мм}^2$ .

$$2,5 \text{ А} < 90 \text{ А,}$$

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		46

$$\Delta I_{p1-3} = \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,96} = 0,83 A$$

$$\Delta I_{p1-4} = \frac{450}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,96} = 0,71 A$$

$$\Delta I_{p1-5} = \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,96} = 0,83 A$$

$$\Delta I_{p2-6} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,96} = 0,95 A$$

$$\Delta I_{p2-7} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,96} = 0,95 A$$

$$I_{\text{доп.}} = 90 A,$$

$$0,83 A < 90 A,$$

$$0,71 A < 90 A,$$

$$0,83 A < 90 A,$$

$$0,95 A < 90 A,$$

$$0,95 A < 90 A,$$

Выбранные электрические сети наружного освещения удовлетворяют условиям проверки согласно ПУЭ.

#### Выводы по разделу шесть

В данном разделе был произведен расчет уличного освещения потребителей ТП-462, выбраны светодиодные светильники Village, общая мощность которых составляет 1,68 кВт и световым потоком 7200Лм, а также их количество - 28 штук. Сеть уличного освещения выполняется воздушной линией с проводниками типа СИП-4-3х16мм<sup>2</sup>. В новой системе будет учтено электроснабжение освещения.

					13.03.02.2018.191.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум..	Подпись	Дата		47

## 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

### 7.1 Исходные положения

Целью выпускной квалификационной работы является снижение коммерческих потерь электроэнергии.

### 7.2 Капитальные вложения

#### 7.2.1 Расчет стоимости оборудования

Стоимость оборудования определяется на основе сметной стоимости оборудования [10].

В текущих ценах учтены: оптовые цены поставщика, стоимость упаковки и тары, величина заготовительно-складских расходов и налог на добавленную стоимость.

Таблица 7.1– Смета затрат на оборудования и материалы

Название оборудования/материала	Единицы измерения	Количество	Цена за единицу измерения, руб.	Сумма, руб.
УСПД CE805	шт.	1	26900	26900
Счетчик однофазный CE208	шт.	2	9800	19600
Счетчик трехфазный CE308	шт.	24	11580	277920
GSM Антенна Антей 905 FME/SMA	шт.	2	735	1470
Компьютер для управления защитой SMART_IMS	шт.	1	17700	17700
Компьютер телемеханики SMART_IMS	шт.	1	17300	17300
Ethernet-коммутатор SMART_IMS	шт.	1	12790	12790
Светодиодный светильник Village	шт.	28	3760	105280
Итого стоимость оборудования $C_0$ , руб.				478960

#### 7.2.2 Единовременные затраты

Единовременные затраты  $K_1$ , руб.

$$K_1 = K_{TC} + K_{BC} + K_{MH} + K_{DM}, \quad (7.1)$$

где  $K_{ТС}$  – затраты на основные технические средства, руб.;  
 $K_{ВС}$  – затраты на неучтенное оборудование, руб.;  
 $K_{МН}$  – затраты на монтаж и наладку технических средств, руб.;  
 $K_{ДМ}$  – затраты на демонтаж технических средств.

Затраты на основные технические средства  $K_{ТС}$ , руб.

$$K_{ТС} = C_0 + C_{ТР} \quad (7.2)$$

где  $C_{ТР}$  – транспортные расходы, руб.

Транспортные расходы  $C_{ТР}$  составляют от 5% от стоимости оборудования

$$C_{ТР} = 0,05 \cdot C_0, \quad (7.3)$$

$$C_{ТР} = 0,05 \cdot 478960 = 23948 \quad (7.4)$$

Затраты на основные технические средства  $K_{ТС}$ , руб.

$$K_{ТС} = 478960 + 23948 = 502908 \quad (7.5)$$

Затраты на неучтенное оборудование  $K_{ВС}$ , руб. составляют 10% от стоимости оборудования

$$K_{ВС} = 0,1 \cdot C_0, \quad (7.6)$$

$$K_{ВС} = 0,1 \cdot 478960 = 47896 \quad (7.7)$$

Расчет стоимости электромонтажных и пуско-наладочных работ

Затраты на монтаж, пуско-наладку технических средств, руб. составляют 10% от стоимости оборудования

$$K_{МН} = 0,1 \cdot C_0, \quad (7.8)$$

$$K_{МН} = 0,1 \cdot 478960 = 47896 \quad (7.9)$$

Затраты на демонтаж технических средств  $K_{ДМ}$ , руб. составляют 10% от стоимости оборудования

$$K_{ДМ} = 0,1 \cdot C_0 \quad (7.10)$$

$$K_{ДМ} = 0,1 \cdot 478960 = 47896 \quad (7.11)$$

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

### 7.2.3 Расчет общей величины капиталовложений

Общая величина капиталовложений включает в себя стоимость оборудования, стоимость электромонтажных и пусконаладочных работ.

Подсчет капитальных затрат представлен в таблице 6.2

Таблица 7.2– Подсчет капитальных затрат

Наименование затрат	Стоимость, руб.
Затраты на основные технические средства	502908
Затраты на неучтенное оборудование	47896
Электромонтажные и пуско-наладочные работы	47896
Затраты на демонтаж технических средств	47896
Итого	646596

### 7.3 Расчет экономии эксплуатационных расходов.

Расчет прибыли по поставке электроэнергии энергосбытовой организации.

Энергосбытовая организация получает прибыль за каждый кВт·ч с учетом коэффициента тарифа по передаче. Потребители ТП – 462 за 2017 год потребил 122988 кВт·ч энергии.

Прибыль энергосбытовой организации

$$P_p = N \cdot T_{\text{пр}}, \quad (7.12)$$

где  $N_q$  – количество потребленных кВт·ч;

$T_{\text{пр}}$  – тариф по передаче электроэнергии,  $T_{\text{пр}} = 1,92$ .

$$P_p = 122988 \cdot 1,92 = 236136,96 \text{ руб.} \quad (7.13)$$

#### 7.3.1 Экономия на заработной плате.

Установка новой системы электроснабжения позволит сократить рабочие должности, представленные в таблице 7.3.

Таблица 7.3–Заработная плата работников за год

Должность	Разряд	Годовой оклад, руб
Электромонтер	4	192000
Электромонтер	5	240000
Водитель	-	180000
Техник-контролёр	-	180000
Итого $C_{\text{зп}}$		792000

Отчисления на социальные нужды составляют 30% от суммы экономии заработной платы



$$C_c = C_{зп} \cdot 0,30 \quad (7.14)$$

$$C_c = 792000 \cdot 0,30 = 237600 \quad (7.15)$$

Расход на заработную плату с отчислениями

$$\sum \mathcal{E}_з = C_c + C_{зп} \quad (7.16)$$

$$\sum \mathcal{E}_з = 792000 + 237600 = 1029600 \quad (7.17)$$

### 7.3.2 Экономия затрат на потери.

Затраты на коммерческие потери

$$П = P_p \cdot K_\phi \quad (7.18)$$

где  $П$  – фактические потери;

$K_\phi$  – нормативное количество потерь для сельских электрических сетей.

$$П = 24597,6 \cdot 0,1 = 2459,76 \quad (7.19)$$

$$П_k = П \cdot K_k \quad (7.20)$$

где  $П_k$  – коммерческие потери;

$K_k$  – нормативное количество коммерческих потерь для сельских электрических сетей.

$$П_k = 2459,76 \cdot 0,7 = 1721,83 \quad (7.21)$$

Таким образом, экономия затрат на коммерческие потери составит руб.

Экономия годовых эксплуатационных затрат

$$\Delta S = \mathcal{E}_з + П_k, \quad (7.22)$$

где  $\mathcal{E}_з$  – экономия на заработной плате работников, руб;

$\mathcal{E}_м$  – экономия на коммерческих потерях, руб.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$\Delta S = 102960 + 17217,9 = 1078497,9 \text{ руб.} \quad (7.23)$$

#### 7.4 Расчет экономической эффективности

Годовой экономический эффект

$$\mathcal{E}_r = \Delta S - \Delta K \cdot e_n, \quad (7.24)$$

где  $\Delta S$  – экономия годовых и эксплуатационных затрат;  
 $\Delta K$  – дополнительные капитальные вложения;  
 $e_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений,  
 $e_n = 0,15$  [11].

$$\mathcal{E}_r = 1078497,9 - 646596 \cdot 0,15 = 981509 \text{ руб.} \quad (7.25)$$

Срок окупаемости капитальных вложений

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\mathcal{E}_r} \quad (7.26)$$

$$T_{ок} = \frac{646596}{981509} = 0,66 \quad (7.27)$$

Таблица 7.4 - Техничко-экономические показатели внедрения АСКУЭ

Показатели	Единица измерения	Значение
Капитальные вложения	руб.	646596
Экономия эксплуатационных затрат	руб./год	1078497,9
Годовой экономический эффект	руб./год	981509
Срок окупаемости капитальных вложений	год	0,66

Вывод по разделу семь

Был произведен расчет экономической эффективности, в результате которого выявлено, что годовой экономический эффект составляет 981509 рублей, а срок окупаемости капиталовложений – 0,66 года. Срок окупаемости свидетельствует о целесообразности реализации проекта.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 8.1 Краткое описание электроснабжения

Для электроснабжения потребителей ТП – 462 села Боровое Чебаркульских РЭС используется распределительная сеть на трёхфазном переменном токе напряжением 6 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,4 кВ.

Для внедрения АСКУЭ используется следующее оборудование: микропроцессорные однофазные и трехфазные счетчики и УСПД. После внедрения, позволит снизить коммерческие потери электроэнергии.

### 8.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Электромонтеры после демонтажа морально устаревшего электрооборудования трансформаторных подстанций осуществляют монтаж проектируемого электрооборудования. В процессе выполняемых работ рабочий персонал подвергается воздействию физических и психофизиологических негативных факторов производственной среды, оказывающих вредное влияние на здоровье и работоспособность человека.

К физическим негативным факторам производственной среды относятся:

- метеорологические факторы, или микроклимат рабочего помещения (повышенные или пониженные температура и влажность помещения, большая запыленность рабочей зоны могут привести как к ухудшению самочувствия, так и к серьезным заболеваниям);
- светотехнические факторы (освещенность рабочего места);
- электромагнитные факторы (повышенный уровень напряжения и тока в электрической сети, опасность поражения электрическим током).

К психофизиологическим негативным факторам производственной среды относятся физические перегрузки и нервно-эмоциональные нагрузки.

Физические перегрузки подразумевают:

- статические нагрузки;
- динамические нагрузки;
- гиподинамия.
- нервно-эмоциональные нагрузки подразумевают:
- умственное перенапряжение;
- переутомление;
- перенапряжение анализаторов (кожные, зрительные);
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

Самый опасный фактор при работе с электрооборудованием – это воздействие электрического тока. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, механическое и биологическое воздействие.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Таблица 8.1– Опасные факторы и травмы

Наименование фактора	Категория	Место действия	Нормативный Документ	Последствия
Высокое напряжение цепи, при замыкании которой может пройти ток через тело человека 10кВ	Опасный	РУ-6кВ	ГОСТ 12.1.038-82 при длительном воздействии (более 1 с) в аварийном режиме	Электро-травма
Электрическая дуга	Опасный	РУ-6кВ	ГОСТ 12.2.0072-75	Ожоги
	опасный	ЗРУ-6кВ	ГОСТ 12.2.0074-75	Ожоги
	опасный	РЩ	ГОСТ 12.2.004-85	пожар
Подвижные части производственного оборудования	Опасный	ОРУ, ЗРУ, приводы коммутационных аппаратов	ГОСТ 12.3.007.3-75	Механическая травма
Повышенная или пониженная температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны	Вредный	ОРУ, ЗРУ, ТП, РЩ	ГОСТ 12.1.005-76	Перегрев или переохлаждение организма
Пожароопасные концентрации горючих жидкостей	Опасный	РУ, ТП – трансформаторное масло	ОНТП 24-86 ПУЭ гл.7.4 Тв=135о	Пожар

Негативные факторы производственной среды при определенных условиях могут вызвать нежелательные функциональные сдвиги в организме электромонтера, снизить качество и эффективность его работы, оказать отрицательное влияние на его здоровье [13].

### 8.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса

При реконструкции и монтаже трансформаторных подстанций, а также линий необходимо учитывать и нормировать все указанные группы факторов, поскольку при определенных условиях они могут вызвать нежелательные функциональные сдвиги в организме оператора, снизить качество и эффективность его работы, оказать отрицательное влияние на здоровье.

Работа на участке реконструкции ТП относится к категории работ 2б, т.е. работа, связанная с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением, при этом расход энергии составляет 201-250 ккал/ч.

### 8.3.1 Предельно допустимые значения нормируемых параметров

Согласно [14] напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормально (неаварийном) режиме не должны превышать значений, указанных в таблице 8.2

Таблица 8.2 – значение напряжения и токов, протекающих через тело человека при нормальном режиме

Род тока	U,В	I,мА
	Не более	
Переменный, 50Гц	2	0,3
Переменный, 400Гц	3	0,4
Постоянный	8	1,0

### 8.3.2 Микроклимат производственных участков ТП

Особенное неблагоприятное воздействие на тепловое состояние человека оказывает высокая влажность в сочетании с высокой температурой – более 30 градусов по цельсию, так как при этом почти вся выделяемая теплота отдается в окружающую среду при испарении пота. При повышении влажности пот не испаряется, а стекает каплями с поверхности кожного покрова. Возникает проливное течение пота, изнуряющее организм и не обеспечивающее необходимую теплоотдачу. Недостаточная влажность воздуха неблагоприятна для человека из-за интенсивного испарения влаги со слизистых оболочек, их пересыхания и растекания, а затем болезнетворными микробами. Для человека является допустимым для снижения его массы на 2-3% путем испарения влаги- обезвоживание организма. Обезвоживание на 6 % влечет за собой нарушение умственной деятельности, снижение остроты зрения. Испарение влаги на 15-20% приводит к летальному исходу [14].

Таблица 8.3 – Санитарные нормы микроклимата жилых помещения

Период года	Температура, градусов Цельсия	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	от 23 до 25	от 30 до 60	0,25
Холодный	от 20 до 22	от 30 до 45	от 0,1 до 0,15

Градиент температур воздуха по высоте помещения и по горизонтали не должен превышать 2°. Температура на поверхности стен может быть ниже темпе-

ратуры воздуха в помещении не более чем на 6°, пола — на 2°, разница между температурой воздуха и температурой оконного стекла в холодный период года не должна превышать в среднем 10—12°С. Для предотвращения неблагоприятного воздействия вредных факторов, а именно: повышенной (или пониженной) температуры, повышенной относительной влажности и скорости движения воздуха, запыленности, загазованности - следует предусматривать системы отопления, теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха.

В помещении ТП предусмотрена вентиляция, которая осуществляется через специальные внутренние металлические решетки. Вентиляция осуществляется за счет разницы внутренней и внешней температуры.

### 8.3.3 Требования к освещению места работы

Безопасность работы в темное время суток во многом зависят от освещенности рабочего места, проходов, проездов, складских площадок. Поэтому в соответствии с требованиями безопасности на всех участках строительной площадки, где по условиям производства возможно и необходимо нахождение работающих, должно быть устроено рабочее освещение. Работа в неосвещенных местах запрещается, а доступ к ним людей должен быть закрыт.

В соответствии с выполняемыми работами устанавливается различная освещенность рабочих площадок согласно [12]. Осветительные устройства не должны давать резких теней на рабочих местах, контрастов между освещенной и неосвещенной частями, яркости и блескости в поле зрения работающих. Электрическое освещение строительных площадок делится на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение на строительной площадке обязательно для нормальной работы в темное время суток. Поэтому оно предусматривается на всех участках стройплощадки, где по условиям производства возможно пребывание работающих. Аварийное освещение обеспечивается от независимого источника питания. Для этой цели могут быть использованы инвентарные переносные электрические фонари с аккумуляторами или сухими элементами. Аварийное освещение необходимо в случаях отключения (повреждения) рабочего освещения и особенно при необходимости немедленной эвакуации людей из стройплощадки. Для наблюдения за территорией строительства в темное время суток используется охранное освещение, которое должно обеспечиваться питанием от независимого источника энергии.

### 8.3.4 Требования к защите от электрической дуги

Выключатели и приводы снабжены указателями и световой сигнализацией положения «включено» - красный, «отключено» - зеленый. Приводы разъединителей снабжены механическими указателями положения главных и заземляющих ножей с подписями о включении и отключении. Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов – в цвета оборудования. Конечные поло-

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

жения механизма ручных приводов как главных, так и заземляющих фиксируются упорами.

Предусмотрена оперативная блокировка:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамыкатели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- включения и отключения отделителями и разъединителями тока нагрузки.

В шкафах РУ предусмотрена блокировка:

- перемещения выдвижного элемента с выключателем из рабочего в контрольное положение и наоборот;
- включения выключателя при положении выдвижного элемента в промежутке между рабочим и контрольным положением;
- перемещения выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее при включенных ножах заземляющего разъединителя.

#### 8.4 Охрана труда

До начала работ на объекте, персонал надо проинструктировать по охране труда. Инструктаж проводят лица ответственные за требования безопасности.

Каждый работающий должен в процессе производственной деятельности руководствоваться правилами безопасности, уложенными в официальных изданиях.

Во всех опасных местах надо вывесить соответствующие плакаты и предупреждающие знаки. Все проемы должны быть ограждены, а отдельные участки монтажа иметь освещение.

Прежде чем приступить к работе, надо проверить наличие и исправность заземляющих устройств. Для наручных переносных ламп применяют напряжением не выше 36 В, а при работе в сырых помещениях, в баках выключателей и на металлоконструкциях не выше 12 В. На месте работы должна быть аптечка. Все работающие должны уметь оказывать первую медицинскую помощь.

Требования безопасности при ремонте РУ:

- оперативный персонал 4 группы, а помощник 3 группы;
- отключают питание РУ, вход заземляют;
- необходимо пользоваться диэлектрическими перчатками, ботами и ковриками;
- рабочее место должно быть ограждено и вывешены плакаты; пользоваться исправным инструментом;
- все работы выполнять по наряду — допуску.

Требования безопасности при монтаже кабельной линии:

- наряд не менее двух лиц; всестороннее отключение кабеля;
- проверка отсутствия напряжения и вывешивание плакатов;

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

– разрезать кабель или вскрыть муфту — проверить отсутствие напряжения штангой;

– при ремонтных работах в кабельных сооружениях, а также при земляных работах по раскопке кабельных трасс, есть наличие газа, установка должна быть заземлена, при испытании силового кабеля постоянным током, повышенным напряжением от кенотронной установки ее необходимо оградить и удалить с места работы людей.

При приемке смены заступивший на работу обязан:

– ознакомиться с состоянием и режимом работы оборудования на своем участке личным осмотром;

– получить сведения от дежурного, сдающего смену, об оборудовании, за которым требуется более тщательное наблюдение и за тем, которое находится в ремонте или в резерве;

– принять инструменты, материалы, средства защиты, документацию, ключи от электропомещений; ознакомиться с записями, сделанными за время прошедшее с его последнего дежурства;

– оформить приемку смены записью в журнале с подписями сдававшего и принимающего смену; доложить старшему по смене о вступлении на дежурство.

Приемка смены при неисправном оборудовании или аморальном режиме его работы допускается только с разрешения лица ответственного за установку.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

– выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

– ответственный руководитель работ;

– допускающий;

– производитель работ;

– наблюдающий;

– член бригады.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

– произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы, вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. Должны быть вывешены запрещающие плакаты;

– на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

– проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

– наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58



– вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

#### 8.4.1 Заземление

Заземляющее устройство ТП состоит из полосы стальной 4×12 мм, проложенной внутри подстанции, и заземлителей. Заземлители связаны с магистралью заземления не менее чем двумя проводниками, присоединенными к заземлителю в разных местах (ПУЭ п.1.7.71). В качестве заземлителей принимается уголок 50×50×5 мм длиной  $l = 3000$  мм и полоса стальная 4×12 мм. Количество электродов — 5 штук.

Присоединение заземляющих проводников к заземлителям и заземляющим конструкциям выполнено сваркой, а к главному заземляющему зажиму и корпусам аппаратов — болтовым соединением (для обеспечения возможности производства измерений). Контактные соединения должны отвечать требованиям государственных стандартов.

Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению или занулению, присоединена к сети заземления или зануления с помощью отдельного проводника.

Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

#### 8.4.2 Молниезащита

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Комплекс средств молниезащиты зданий или сооружений включает в себя устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя молниезащитная система - МЗС) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя МЗС). В частных случаях молниезащита может содержать только внешние или только внутренние устройства. В общем случае часть токов молнии протекает по элементам внутренней молниезащиты.

Внешняя МЗС может быть изолирована от сооружения (отдельно стоящие молниеотводы - стержневые или тросовые, а также соседние сооружения, выполняющие функции естественных молниеотводов) или может быть установлена на защищаемом сооружении и даже быть его частью.

Внутренние устройства молниезащиты предназначены для ограничения электромагнитных воздействий тока молнии и предотвращения искрений внутри защищаемого объекта.

Токи молнии, попадающие в молниеприемники, отводятся в заземлитель через систему токоотводов (спусков) и растекаются в земле.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Соединение отдельных частей токоотвода между собой, с молниеприемником и с заземлителем производится при помощи сварки. Для предохранения от коррозии токоотводы окрашиваются.

Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

На опорах ВЛ 380/220 В должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления, защиты от грозовых перенапряжений, заземления электрооборудования, установленного на опорах ВЛ.

В населенной местности с одно- и двухэтажной застройкой ВЛ должны иметь заземляющие устройства, предназначенные для защиты от атмосферных перенапряжений. Сопротивления этих заземляющих устройств должны быть не более 30 Ом, а расстояния между ними должны быть не более 200 м для районов с числом грозовых часов в году до 40, 100 м - для районов с числом грозовых часов в году более 40.

Кроме того, заземляющие устройства должны быть выполнены:

– на опорах с ответвлениями к вводам в здания, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы) или которые представляют большую материальную ценность (животноводческие и птицеводческие помещения, склады);

– на концевых опорах линий, имеющих ответвления к вводам, при этом наибольшее расстояние от соседнего заземления этих же линий должно быть не более 100 м для районов с числом грозовых часов в году до 40 и 50 м - для районов с числом грозовых часов в году более 40.

к движущимся частям приводов.

## 8.5 Производственная санитария

Источниками шума в основном является строительная техника, электроинструмент. Особо сильного шума они не создают, поэтому значительных средств защиты от шума не требуется.

Электромагнитное излучение, исходящее от силовых трансформаторов не велико и составляет около 5 кВ/м, что позволяет защитить рабочих от вредного воздействия при помощи предусмотренных перерывов в работе.

В процессе труда работоспособность, а соответственно, и функциональное состояние организма подвергается изменениям. Поддержание работоспособности на оптимальном уровне – основная цель рационального режима труда и отдыха.

Две бригады электромонтажников работают по 8 — часовому графику в две смены, ремонтный персонал по 8 часов в сутки. Так же предусмотрены перерывы в работе по 15 минут каждые 2 часа.

Для отдыха рабочих предусмотрен передвижной вагон, в котором располагаются кухонная плитка, диван, душ и туалет.

Снабжение рабочих питьевой водой осуществляется в соответствии с установленными правилами и нормами.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Освещение ТП составляет только дежурное освещение. Для него используются лампы накаливания (100, 150 Вт).

Переносные светильники, применяемые при организации ремонтных работ, питаются от сети напряжением 12 В.

## 8.6 Эргономика и производственная эстетика

Цветовое оформление (окраска) помещений, оборудования и инвентаря — один из важнейших элементов в создании эстетического интерьера. Однако роль цветовых тонов при окраске нельзя рассматривать только с позиции красочного оформления помещений и оборудования, так как различные цвета оказывают различное влияние на организм человека и на трудовой процесс в целом. Исследования многих институтов, лабораторий физиологии и психологии труда, а также зарубежные материалы показывают, что различные цвета влияют на психологические функции человека и на его центральную нервную систему. Цветовое оформление (окраску) помещений, оборудования и инвентаря были решены на основе научных выводов и рекомендаций.

При выборе цвета для оформления помещений и оборудования ориентировались, прежде всего, на те цвета, которые отражают не менее 40 — 50% падающего на них света. В соответствии с этим для оформления залов необходимо использовать следующие цвета: для потолков железобетонных перекрытий, а также для металлоконструкций — белый; для стен, перегородок — белый, светло-зеленый, светло-голубой, светло-желтый, бирюзовый и другие светлые тона. Эти цвета способствуют увеличению освещенности и, следовательно, меньшему зрительному напряжению студентов, снижению утомляемости, повышению производительности труда и качества работы. Окраска помещений в светлые тона дает также экономию электроэнергии. Предметы или конструкции зданий окрашены в светлые тона, они создают ощущение легкости.

Рациональная организация рабочего места основывается на закреплении определенных работ за каждым из работников, и предусматривает надлежащее его устройство и оснащение, наиболее удобное для высокопроизводительной работы, размещение различных средств труда, установление и поддержание чистоты, порядка и нормальных внешних условий труда, организацию бесперебойного обслуживания всем необходимым.

Уборка важна не только из гигиенических соображений, но и в плане моральном и даже эстетическом. Уборка производится ежедневно в начале рабочего дня с моющих средств и необходимого оборудования.

## 8.7 Противопожарная и взрывобезопасность

Важной задачей монтажа и эксплуатации подстанций и кабельных линий является обеспечение безопасности при их обслуживании. Условия производства работ на действующих электроустановках и необходимые организационные и эксплуатационные технические мероприятия для обеспечения безопасности строго регламентированы «Требованиями безопасности».

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Чтобы обеспечить безопасность монтажных, а также последующих ремонтно-наладочных работ, правилами предусмотрены специальные технические и организационные мероприятия.

Особенности подстанции и характер сооружений требуют при проектировании принятия мер по защите оборудования, кабелей и помещений от пожара и взрыва. Здания подстанции должны быть выполнены из негорючих материалов: сталь, стекло, бетон, кирпич. Также должны быть предусмотрены эвакуационные выходы, применяемые в случае возникновения пожара или аварии.

Пожар в подстанции может возникнуть при повреждении действующего оборудования и воспламенения горючих материалов, а также во время ремонтных работ при пользовании открытым огнем (пайка, сварочные работы), в случае несоблюдения мер пожарной безопасности.

На подстанции предусматривается набор первичных средств пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, ящик с песком емкостью 0,5, противопожарный инвентарь (лопаты, кирки, лом). Первичные средства пожаротушения должны размещаться у входа[16].

Пожарный гидрант должен быть в исправном состоянии. Подъезды и подходы к нему должны быть постоянно свободными. В зимнее время крышки люков колодцев должны очищаться от снега и льда.

Пожарные рукава должны проверяться на водоотдачу раз в полгода, затем их надо просушить и убрать в ящики, специально для этого предназначенные. Тушение пожара электрооборудования производят при снятом напряжении, не допуская перехода огня на рядом расположенные установки. При загорании маслонаполненной аппаратуры можно пользоваться любыми средствами пожаротушения: воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями. Тушить контактными струями воды горящее масло не рекомендуется во избежание увеличения площади пожара.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы, вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При обслуживании электроустановок напряжением до и выше 1000 В должны использоваться средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства), от электрических полей, повышенной напряженности, коллективные и индивидуальные средства защиты.

Трансформаторные подстанции должно быть надежно защищено от попадания высоких потенциалов в результате грозových разрядов молнии. Устройство молниезащиты должно практически полностью исключать такую возможность.

#### 8.7.1 Мероприятия по пожарной безопасности

Для исключения возгорания двери ТП с внутренней стороны обшиты листовым железом по асбестовому картону толщиной 5 – 7 мм и открываются наружу. Предусмотрены маслосборники под силовыми трансформаторами для аварийного сброса масла. Связь с пожарной командой производится по телефону, номер которого вывешен на видном месте.

Кроме того, с целью предупреждения пожаров выбор электрооборудования проектом предусмотрен по условиям токов КЗ и в соответствии с классом взрыво- и пожароопасных зон, проводов и кабелей в соответствии с требованиями ПУЭ.

#### 8.8 Экологическая безопасность

Трансформаторные подстанции относятся к тем электротехническим объектам, которые практически не загрязняют окружающую среду и не представляют опасности для жизни людей со стороны загрязнений. Единственным элементом, которое может повлечь за собой экологическую аварию является трансформаторное масло, используемое для охлаждения силовых трансформаторов.

Для предотвращения растекания масла распространения пожара в случае повреждения маслonaполненных трансформаторов на ТП предусмотрены маслоприемники, объем которых рассчитан на прием масла, содержащегося в баке трансформатора. Маслоприемные устройства должны содержаться в состоянии, обеспечивающим прием масла в любое время года.

В процессе работы эксплуатационный персонал находится в электрическом поле напряженностью 5кВ/м. Выполнение этих условий обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений [15].

Охрана окружающей среды обеспечивается конструктивными решениями типовых проектов, в связи с чем дополнительные мероприятия по охране окружающей среды не требуются.

#### 8.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории (акватории, объекте), сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружаю-

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

щей природной среде, значительные материальные потери и нарушения жизнедеятельности людей.

К чрезвычайным ситуациям можно отнести такие как: обрыв линии и короткое замыкание на линиях, пожар трансформатора, пожар лесного массива, находящего рядом с подстанцией, шквалистый ветер, грозовые перенапряжения.

Защитой от шквалистых ветров, создающих возможность межфазного замыкания, является выдерживание предписанных расстояний между шинами и их надежное крепление к опорам.

Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций (ИТМ ПЧС) обеспечивают выполнение идентичных задач, но с учетом угроз поражения людей и нанесения материального ущерба вследствие аварий, катастроф или стихийных бедствий в мирное время.

Эти мероприятия разрабатываются и внедряются комплексно, с охватом всех вопросов, от которых зависит безаварийная работа объектов, с учетом их производственных и территориальных особенностей, с привлечением всех звеньев управления производственной деятельностью.

При ликвидации последствий стихийных бедствий, крупных аварий, катастроф предусматриваются оповещение рабочих телефонной или диспетчерской связью. Мероприятия по организации и проведению эвакуации рабочих и служащих должны предусматриваться планом ГО. Указываются маршруты и пункты эвакуации, определяются силы и средства для проведения работ по ликвидации крупных аварий и катастроф, порядок управления, силы и средства связи, обеспечивающие управление. Также предусматривается организация питания, порядок заправки техники горюче-смазочными материалами и ее ремонт, обеспечение общественного порядка и органы материальных ценностей и личного имущества граждан.

Одним из основных условий работы трансформаторной подстанции, является устойчивость ее работы в условиях чрезвычайных ситуаций. Стабильность работы подстанции достигается за счет того, что на ней установлено два трансформатора которые могут работать независимо друг от друга. Питание трансформаторов, осуществляется по двум линиям электропередач.

Для того, чтобы защитить подстанций от актов терроризма создаются мобильные группы из числа работников служб безопасности энергокомпаний, изучающих обстановку вдоль линий электропередачи, а также у электростанций и подстанций. В каждой региональной энергокомпании открыты учебные центры по подготовке специалистов по антитеррористической и антидиверсионной деятельности.

#### Вывод по разделу восемь

В данном разделе был произведен анализ вредных и опасных производственных факторов и описаны мероприятия по снижению воздействия на рабочих этих факторов. Так же были определены возможные случаи ЧС и разработаны мероприятия по их предупреждению и ликвидации.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена разработка автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии с организацией удаленного сбора данных села Боровое Чебаркульских РЭС.

Выполнен расчет электрических нагрузок, полная мощность участка 217,1 кВА. Произведена проверка силового трансформатора по коэффициенту загрузки, коэффициент загрузки в рабочем режиме равен 0,87 и определено местоположение ТП.

Разработаны структурная схема автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и электрическая расположения. Выбрано оборудование «Энергомера»: однофазные и трехфазные счетчики электроэнергии серии СЕ 208 и СЕ 308, а так же устройство сбора и передачи данных УСПД СЕ 805.

АСКУЭ обеспечит снижение электроэнергетических потерь на 83%. Капитальные затраты на внедрение системы составляют 646596 руб. Расчет технико-экономических показателей показал, что АСКУЭ позволит получить годовой экономический эффект в размере 981509 руб. Срок окупаемости проекта составит 0,66 года, что свидетельствует о целесообразности проекта.

В разделе безопасность жизнедеятельности разработаны мероприятия безопасного обеспечения работ при обслуживании АСКУЭ, экологической безопасности и вопросы обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Приказ Минэнерго РФ № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям», 2008. – 126с
- 2 Приказ Федеральной службы государственной статистики № 509 «Данные о количества электроэнергии, не оплаченной абонентами, без приведения формулы расчета», 2012. – 87с
- 3 Постановление Правительства Российской Федерации № 861 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии», 2017 – 42с.
- 4 Правила устройства электроустановок 7-е издание: ПУЭ-7: утв. Приказом Минэнерго России от 08.07.2002: обязательны для всех организаций независимо от форм собственности и орг.–правовых форм. – М.: ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 5 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3: Производство и распределение электрической энергии. / 9-е изд., стереот. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 964с.
- 6 Григорьев, В.И. Электроснабжение и электрооборудование жилых и общественных зданий / В.И. Григорьев, Э.А. Киреева, А.П. Митюков, А.Н. Чохонелидзе – М.: Энергоиздат, 2003. – 212 с.
- 7 Лесниченко, А.Ю. Метод среднесрочного прогнозирования электропотребления предприятий и организаций региона / А.Ю. Лесниченко, аспирант // Электрика. - 2010.- № 8.- С. 15-19.
- 8 Лукьянов, М.М. Проектирование электроустановок: учеб. пособие / М.М. Лукьянов, А.В. Коношенко; под ред. М.М. Лукьянова. – Челябинск: Книга, 2008. – 448с.
- 9 Типовые технические требования к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем. — М.: РАО «ЕЭС России», 2006. – 14с.
- 10 Тюнев, А. Ю. Автоматизация учета электрической энергии в России и за рубежом / А. Ю. Тюнев // Новости Электротехники. – 2006. – № 5. – С. 16–18.
- 11 Матушкина, О.Е., Некрасова, Н.В. «Экономика предприятия»: Учебное пособие. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2001. – 18с.
- 12 Нормативные коэффициенты эффективности капитальных вложений. - <http://www.zakonprost.ru/content/base/part/11175>.
- 13 СНиП III-A.11-70 БСТ №10 «Нормы электрического освещения строительно-монтажных работ», 1970. – 35с.
- 14 ГОСТ 12.1.003-88. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. Издания. Международная стандартная нумерация книг. Взамен ГОСТ 2.1.003-76. - Введ. 1983 - 06 - 06. - М.: Госстандарт СССР 1983 - 4с.
- 15 ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. - Введ. 1983 -07 -01.- М.: Госстандарт СССР, 1983 - 4с.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66



16 Трофимова, С.Н. Экология. Курс лекций / ., Павлова, Т.В., Литвиненко, Т.Н. – Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 2002. – 22с.

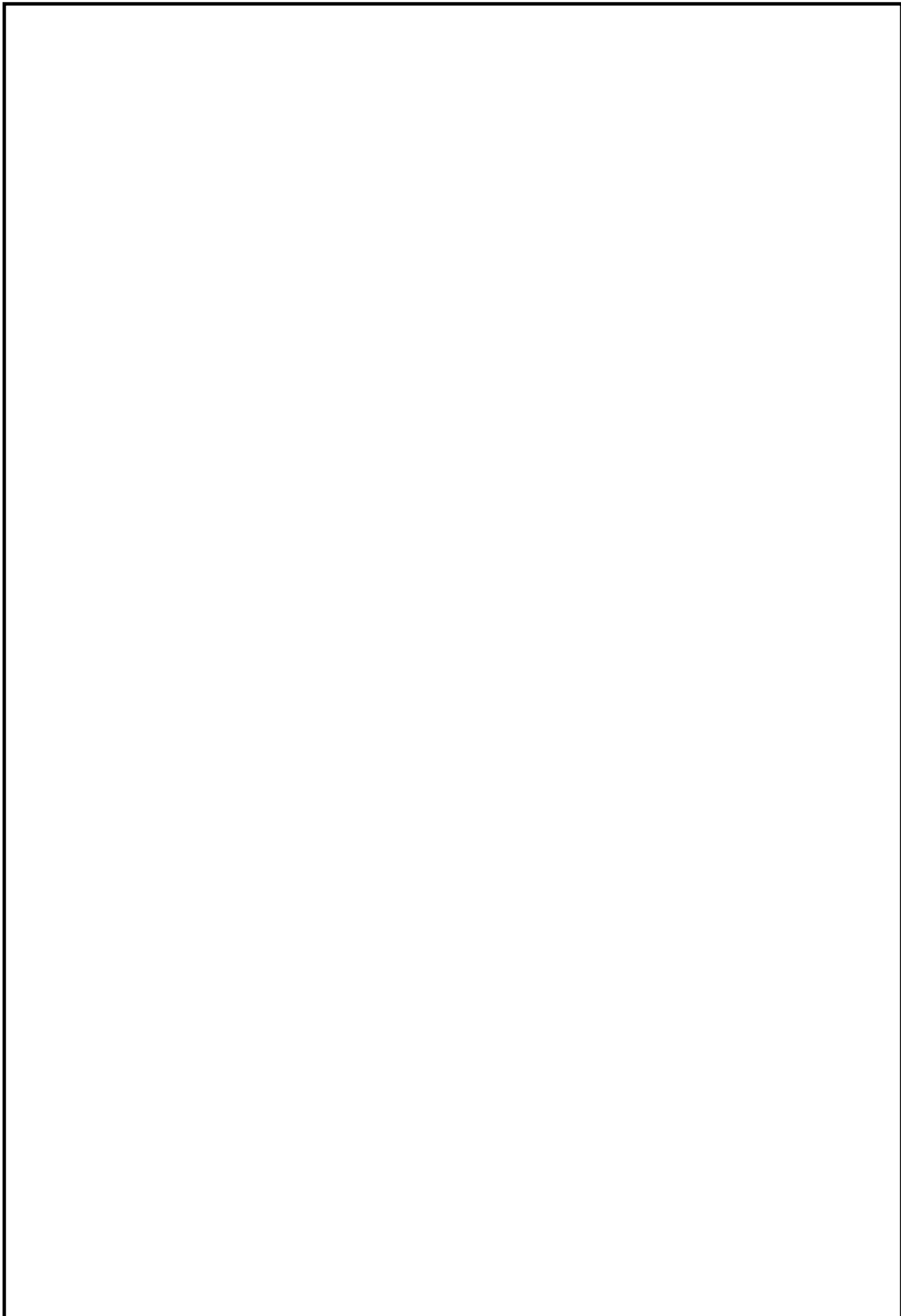
17 ГОСТ 12.1.004-91. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. Взамен ГОСТ 12.1.004-85. - Введ. 1992-07-01. - М.: Госстандарт СССР 1992 - 68 с.

18 ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Взамен ГОСТ 12.1.005-76. - Введ. 1989-01-01. - Госстандарт СССР 1989 - 10 с.

19 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.

20 Трофимова, С.Н. Выполнение раздела «Безопасность жизнедеятельности» в выпускной квалификационной работе: методические рекомендации для студентов направления 13.03.02 / С.Н. Трофимова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2017. – 21 с.

					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67



					13.03.02.2017.332.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68