

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
«Месягутовского молочноконсервного комбината»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ– 13.03.02.2018.148.00.00 ПЗ ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности
доцент

_____ С.Н. Трофимова
_____ 2018 г.

Руководитель работы
доцент

_____ А.В. Коношенко
_____ 2018 г.

Экономическая часть

доцент

_____ А.В. Коношенко
_____ 2018 г.

Автор работы

студент группы ФТТ-533

_____ А.А. Сулимов
_____ 2018 г.

Нормоконтролер

ст. преподаватель

_____ О.В. Терентьев
_____ 2018 г.

АННОТАЦИЯ

Сулимов А.А. Автоматизация системы коммерческого учета электроэнергии «Месягутовского молочноконсервного комбината».- Златоуст: ЮУрГУ Филиал в г. Златоусте, кафедра «ЭАПП», 67 с. 10 илл. Библиографический список 20 наименований. 8 листов чертежей ф. А1.

В настоящей выпускной квалификационной работе произведена автоматизация системы коммерческого учета «Месягутовского молочноконсервного комбината». Выполнен расчет электрических нагрузок. Выполнена проверка установленных силовых и измерительных трансформаторов.

Разработана структурная схема АСКУЭ комбината. Выбрано оборудование для организации автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

Выполнены технико-экономические расчеты. Произведен расчет сметной стоимости внедрения системы на предприятии. Проведен сравнительный анализ действующих тарифов на оплату электроэнергии. Выбран наиболее оптимальный тариф и для него рассчитаны экономический эффект от внедрения АСКУЭ и срок окупаемости системы.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы организации рабочего места оператора и произведен расчет искусственного освещения. Отдельно рассмотрены вопросы экологической безопасности и обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ			
Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата	Автоматизация системы коммерческого учета электроэнергии «Месягутовского молочноконсервного комбината» Пояснительная записка	Лит	Лист	Листов
Разраб		Сулимов А.А				д	4	67
Пров		Коношенко А.В.				ФГАОУ ВО «ЮУрГУ» (НИУ) Филиал в г. Златоусте Кафедра ЭАПП гр. ФТТ-533		
Т. контр		Вигриянов П.Г.						
Н.контр		Терентьев О.В.						
УТВ		Сергеев Ю.С.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	8
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КОМБИНАТА	17
3 ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	22
3.1 Выбор силового трансформатора и компенсация реактивной мощности	22
3.2 Электрический расчет схемы	24
3.3 Расчёт токов короткого замыкания	26
4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	33
4.1 Требования к автоматизированной системе контроля и учета электроэнергии	33
4.2 Построение структурной схемы автоматизированной системы коммерческого и учета электроэнергии	34
4.3 Выбор оборудования и его технические характеристики	35
5 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	45
6 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	52
6.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов	52
6.2 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса	52
6.3 Охрана труда	54
6.4 Производственная санитария	55
6.5 Эргономика и производственная эстетика	58
6.6 Противопожарная и взрывобезопасность	61
6.7 Экологическая безопасность	61
6.8 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	66

ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент стоимость энергоресурсов постоянно растет и все более актуальной становится задача снижения затрат на энергоносители, которая не может быть решена без оптимизации энергопотребления производства и внедрения новых технологий позволяющих снизить затраты на электроэнергию при ее покупке.

Общество с ограниченной ответственностью «Месягутовский молочноконсервный комбинат» является одним из крупнейших переработчиков молока-сырья в Республике Башкортостан и входит в двадцатку крупнейших в России. Производственные мощности комбината позволяют перерабатывать до 300 тонн молока в сутки, присоединенная мощность составляет 2000 кВА. Питание осуществляется по двум линиям ВЛЭП 10 кВ от ГПП 110/35/10 «Месягутово», через сети предприятия подключены сторонние потребители. Современное предприятие с широко развитой инфраструктурой: собственной сырьевой базой, мощными технологическими производствами, исследовательской лабораторией и высококвалифицированной технической службой [2]. Предприятие выпускает: питьевое пастеризованное молоко, масло и кисломолочную продукцию.

Из-за неоднократного удорожания электроэнергии её доля в себестоимости продукции для комбината резко возросла и составляет 20-25% и более. Сохранение или уменьшение себестоимости продукции на фоне удорожания электроэнергии приводит к необходимости решения вопросов по снижению затрат на электроэнергию, внедрении на предприятиях энергосберегающих мероприятий и мероприятий по оптимизации технологических процессов для повышения качества использования электроэнергии внутри предприятия.

Современным решением эффективного перераспределения всех видов ресурсов внутри предприятия и снижения объемов приобретаемой электроэнергии, а соответственно и снижения издержек, как для существующих предприятий, так и для проектируемых является внедрение современных автоматизированных систем диспетчеризации и точного учета электроэнергии. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии и мощности (АСКУЭ) обеспечивает точный учет потребления электроэнергии от поставщиков (коммерческий учет) и внутри предприятия (технический учет) [3].

Ожидаемый экономический эффект от внедрения системы связан с минимизацией энергозатрат на основе:

- оперативного контроля и управления потреблением электроэнергии;
- рационального планирования режимов работы производства;
- выявления технологических потерь и несанкционированных точек потребления электроэнергии;
- выбора и гибкого перехода к оплате по выгодным дифференцируемым тарифам;
- покупки более дешевой электроэнергии.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		6

Целью выпускной квалификационной работы является снижение затрат на электроэнергию Месягутовского молочноконсервного комбината.

В рамках поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчет электрических нагрузок предприятия;
- выбор силового оборудования;
- разработка структурной схемы АСКУЭ;
- выбор оборудования АСКУЭ;
- расчет технико-экономических показателей.

Объект: система электроснабжения Месягутовского молочноконсервного комбината с. Месягутово.

Предмет: автоматизированная система контроля учета электроэнергии.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		7

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

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

Главной задачей АСКУЭ является точное измерение количества потребленной и переданной энергии и мощности (возможно, с учетом суточных, зонных и других тарифов), возможность хранения этих измерений (в течении определенного времени) и доступа к ним для произведения расчетов с поставщиком или потребителем. К тому же, важной составляющей является возможность анализа потребления (передачи) энергии и мощности[4].

Использование автоматического учета электрической энергии позволяет получить 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.

Точный общий термин такой как «АСКУЭ» за рубежом отсутствует, и в конкретных областях применяются различные фирменные обозначения типа, например STOM (Serial Transmission of Original Meter Values – последовательная передача оригинальных показаний счетчиков) фирмы "Landis & Gir". Наиболее близкой к термину "АСКУЭ" является, по-видимому, широко используемая аббревиатура AMR - Automatic Meter Reading (автоматическое чтение счетчиков), а к термину "автоматизация энергоучета" – automation of powermetering (of energymetering) 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), smart meters (умный учет энергоресурсов) [5].

На сегодняшний день в России существует множество производителей выпускающих все необходимое оборудование (счетчики, концентраторы, передающие устройства) и программное обеспечение для организации сетей АСКУЭ:

- ООО «Инкотекс» (Москва) – электросчетчики и устройства сбора и передачи данных «Меркурий»;
- АО «Концерн Энергомера» (Ставрополь) – электросчетчики и устройства сбора и передачи данных серии СЕ-ЦЭ;
- завод им. Фрунзе (Н. Новгород) – электросчетчики и устройства сбора и передачи данных типа ПСЧ, СЭО, СЭБ;
- ООО «Матрица» (Железнодорожный, МО) – электросчетчики и устройства сбора и передачи данных серии NP;
- Государственный Рязанский Приборный Завод ГРПЗ (Рязань) – счетчики СЭТ, ГАММА;
- ОАО «ЛЭМЗ» (Санкт-Петербург).

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		8

Четвертый уровень – центральный сервер обработки данных АСКУЭ, осуществляет сбор информации с ПК и/или группы серверов третьего уровня, дополнительное агрегирование и структурирование информации по группам объектов учета, документирование и отображение данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений персоналом территориально распределенных средних и крупных предприятий или энергосистем, ведение договоров на поставку энергоресурсов и формирование платежных документов для расчетов за энергоресурсы.

Все уровни АСКУЭ соединены каналами связи. Для связи уровней один и два или центров сбора данных 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.

Чтобы сделать системы универсальными в части использования любых тарифов, в последних моделях был изменен способ хранения информации: она стала храниться и в УСПД, и в ВУ в квантованном (по 30 минут) виде с метками времени. При этом простым изменением программы обработки информации на ВУ верхнего уровня (а если потребуется для цехового учета, то и в УСПД) эти системы можно адаптировать к любому тарифу, включая дифференцированный по 48 зонам суток (самый сложный из известных мировых тарифов).

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 (цифр) 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 позволяют информации неопределенно долго храниться в точке учета - в энергонезависимой памяти счетчиков, с фиксированной точностью в цифровом формате. Неограниченный доступ к этой информации стал возможен по цифровому интерфейсу, который не снижает ее точность и достоверность при прямой передаче на верхние уровни. В цифровой АСКУЭ измерительный канал распространяется от фидера через масштабные преобразователи до счетчика и его цифрового выхода, но далее он перестает существовать, превращаясь в обычный канал связи для передачи любой цифровой информации, включая измерительную. По этому каналу можно неоднократно обращаться к одним и тем же измерительным данным,

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		10

хранящимся в базе данных счетчика, перепроверяя их значения и исключая влияние канала связи на передаваемую информацию. Точность данных определяется только классом точности самого счетчика, в частности, предельными погрешностями входных цепей (шунтов, трансформаторов) и аналого-цифровых преобразователей измерительных элементов счетчика, а также аппаратно-программной разрядностью двоичной сетки, в которой ведутся все промежуточные цифровые вычисления и хранятся результаты измерений.

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 (или даже эпизодически) реплицируются через каналы связи в базы данных УСПД и компьютера, то достоверным 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.

За рубежом новейшие системы, тысячами эксплуатирующиеся в США и Канаде, имеют аналого-цифровой преобразователь (АЦП) уже прямо на трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН). Передача информации от АЦП осуществляется по волоконно-оптическому кабелю (ВОК), что устраняет проблему погрешностей в кабелях связи датчиков с ЭВМ из-за потерь напряжения и электромагнитных влияний. Учитывая изоляционные свойства ВОК, датчики могут располагаться на высоком напряжении, что открывает определенные возможности для внедрения новых типов первичных измерителей.

В США на опытном полигоне фирмы АББ установлен современный комбинированный ТТ и ТН для напряжения 400 кВ высотой всего около 2 м, выдающий по ВОК все необходимые для учета, технологического управления и релейных защит цифровые данные.

Организация каналов передачи данных между удаленными объектами является актуальной задачей при создании автоматизированных систем сбора и передачи информации в рамках систем учета энергоресурсов. Информация о показаниях приборов учета может собираться как проводным, так и беспроводным способом. Сегодня преобладает интерфейс RS-485, токовая петля и интерфейс передачи по силовым линиям PLC.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		11

Информация с приборов учета поступает в локальный центр — концентратор (УСПД), где 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: SMS (Short Message Service) с помощью службы коротких сообщений, GSM по голосовому каналу и с использованием GPRS (General Packet Radio Service) пакетной передачи данных.

Самый оптимальный способ передачи данных по сети GSM — применение технологии GPRS. Ее особенность это возможность постоянного подключения абонента к сети, т. е. наличие активного виртуального канала связи. Во время передачи пакета данных абоненту предоставляется реальный (физический) 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.

В качестве устройства передачи данных можно использовать и обычный сотовый телефон, поддерживающий услугу GPRS. Однако более приемлемыми с точки зрения стоимости, эффективности и надежности работы, а также устойчивости к неблагоприятным воздействиям окружающей среды (высокие температура, влажность и т. д.) являются специальные модемы, выполненные в виде внешних терминалов и встраиваемых модулей. Встраиваемый модуль GSM/GPRS — это безкорпусной элемент (ОЕМ-модуль), для функционирования которого необходимы дополнительные компоненты: средства электропитания цифрового и радиочастотного блоков, интерфейсы для связи с внешними устройствами, корпус, антенна и т. д. Напротив, внешний терминал GSM/GPRS представляет собой полностью готовое к работе устройство.

При проектировании системы обмена данными любого крупного предприятия в качестве интерфейса передачи данных часто выбирается RS-485. Интерфейс связи RS-485 является наиболее широко распространенным промышленным стандартом, использующим двунаправленную сбалансированную линию передачи и поддерживает многоточечные соединения, обеспечивая создание сетей с количеством узлов до 32 (64, 128 – зависит от нагрузочных характеристик микросхем) и передачу на расстояние до 1200 м (практически можно и больше, но лучше меньше). Использование повторителей позволяет увеличить расстояние передачи еще на 1200 м или добавить еще N узлов. Однако каждый ретранслятор вносит свои искажения сигнала. Не

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		12

желательно использование больше двух - трех последовательно включенных ретрансляторов в сети.

Передача информации по RS-485 может осуществляться на скорости до 10 Мбит/с.

Для передачи данных, как правило, используется кабель "витая пара", что, уменьшает электромагнитные и индуцируемые электромагнитные помехи (наводки). В зависимости от геометрии кабеля и материалов, используемых в изоляции, витая пара будет обладать соответствующим "волновым сопротивлением", (обычно используется кабель типа UTP с волновым сопротивлением 100 Ом).

Выполнение прокладки, монтажа кабеля требует времени, места для прокладки кабельной трассы и потому это связано с финансовыми затратами.

Линии электропитания окружают нас повсюду: дома, на улице, в офисе, на производстве. Идея передавать по ним информацию без прокладки дополнительных трас не нова – она родилась еще в 20-х годах прошлого столетия. Однако лишь благодаря последним достижениям в области микроэлектроники эта идея нашла свое воплощение в компактных и доступных по цене устройствах.

Power Line Communication, сокращенно PLC, – термин, обозначающий совокупность технологий высокочастотного информационного уплотнения линий электропитания, или, проще 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.

К основным преимуществам PLC-технологий относятся:

- низкие совокупные затраты на оборудование, материалы, электромонтажные и строительно-монтажные работы, по сравнению с традиционными проводными решениями, решениями на базе оптоволоконного 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.

До последнего времени технологии передачи данных по электросети использовались исключительно энергетиками для передачи сигналов релейной защиты и автоматики по линиям электропередач высокого и среднего напряжения, т.к. электрическая сеть низкого напряжения как среда передачи данных характеризуется:

- несимметричностью линии

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		13

- нестабильным импедансом
- высоким уровнем и непредсказуемостью помеховой обстановки и потерь полезного сигнала.

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.

В отличие от США и Японии, в России и большинстве стран Европы электросети низкого напряжения, запитанные от трансформаторных подстанций, помимо всего, отличаются:

- низким активным сопротивлением фаза-нейтраль;
- большой суммарной длиной и разветвленностью линий;
- большим числом потребителей и высоким энергопотреблением.

Различия накладывают определенные ограничения как на частотный диапазон PLC, так и на тип модуляции несущей. С увеличением длины линии, ростом несущей частоты и ширины полосы модуляции увеличивается уровень электромагнитного излучения и, соответственно, потерь полезного сигнала.

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 уплотнение существующих силовых или контрольных кабелей, а также для построения сетей связи в системах автоматического и диспетчерского управления:

- удаленными объектами (насосными станциями, тепловыми пунктами и т.п.) и движущимися машинами с гибким или троллейным подводом питания (кранами, вагонотолкателями, тележками и т.п.);
- уличным освещением и световым регулированием;
- в системах распределенного ввода-вывода АСУТП;
- в системах централизованного учета энергопотребления;
- в системах, требующих разветвленной топологии, оперативного развертывания и изменения конфигурации сети;
- в памятниках архитектуры и музеях.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		14

В странах ЕС, где структура системы энергоснабжения предельно схожа с российской, действует стандарт CENELEC 50065-1, который разрешает только узкополосную модуляцию, и согласно которому верхний предел частотного диапазона PLC-сигнала ограничен частотой 148,5 кГц, что обусловлено требованиями к соблюдению норм электромагнитной совместимости. Использование более высоких частот и широкополосной модуляции, по сути, запрещено.

В США и странах юго-восточной Азии, прежде всего Японии, благодаря короткой длине низковольтных линий электроснабжения верхний предел частотного диапазона ограничен частотой порядка 500 кГц. Кроме того, при малой мощности приемопередатчиков широкополосная PLC там разрешена и в более высоком частотном диапазоне 1-30 МГц, что делает возможным построение сетей широкополосного доступа на, так называемой, «последней миле», и именуемых «интернет из розетки».

В России использование частотного диапазона, уровень сигнала и тип модуляции регламентированы стандартом ГОСТ Р 51317.3.8, аналогом общемирового МЭК 61000-3-8, подразделяющим спектр оборудования на два класса: «116» – общего применения и «134» – промышленного применения, и разрешающим как узкополосную, так и широкополосную коммуникацию в диапазоне частот до 525 кГц. Хотя, с учетом протяженности и качества отечественных низковольтных электросетей, в целях соблюдения требований ЭМС для PLC в России целесообразно применять более жесткие европейские нормы и использовать узкополосную модуляцию в частотном диапазоне, ограниченном стандартом CENELEC 50065-1.

Подавляющее большинство выпускаемых в странах СНГ узкополосных модемов обеспечивают пропускную способность в канале PLC-PLC не выше 2,4 кбит/с, их рынок ориентирован в основном на применение в системах учета энергопотребления с небольшим количеством точек учета. В то же время, имеется ряд зарубежных производителей узкополосных модемов, изделия которых позволяют строить на их базе системы управления, диспетчеризации и учета энергопотребления, данные в которых передаются с минимальной задержкой.

Новым решением в области энергетики являются системы Smart Grid или «умные сети». Создание концепции Smart Grid за рубежом преследовало следующие ключевые задачи:

- повышение надежности электроснабжения и безотказности работы системы (следует напомнить, что начало развитию концепции Smart Grid в США положил ряд крупных системных аварий на территории страны);
- повышение энергетической эффективности;
- сохранение окружающей среды.

Исходя из указанных задач системы Smart Grid объединяют в себе:

- системы автоматизированного учета и информационные системы потребителей;

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		15

- инфраструктура систем связи для энергообъектов;
- системы мониторинга состояния и управления электротехническим оборудованием;
- системы автоматизации для повышения надежности и безотказности электроснабжения;
- системы, обеспечивающие интеграцию источников электроэнергии малой мощности и накопителей, в том числе, электромобилей;
- системы управления данными;
- системы управления оперативными выездными бригадами.

Объединенные в единую платформу, эти технологии позволяют по-новому подходить к построению электрических сетей, переходя от жесткой структуры «генерация — сети — потребитель» к более гибкой, в которой каждый узел сети может являться активным элементом. При этом интеллектуальная сеть в автоматическом режиме производит пере конфигурацию при изменении условий.

Выводы по разделу один:

Оборудование российского производства выполняет все основные функции и имеет относительно невысокую стоимость. Отвечают основным требованиям к системам коммерческого учета электроэнергии. Обеспечивают передачу данных по нескольким не зависимым каналам, что позволяет строить гибкие и надежные системы с основными и резервными каналами связи.

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата	13.03.02.18.148.00.00 ПЗ				

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КОМБИНАТА

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования. Результаты расчетов нагрузок являются исходными материалами для всего последующего проектирования.

Наиболее точные данные о режимах работы электрооборудования и объемах потребления электроэнергии можно получить по профилям потребления электроэнергии, но на предприятии отсутствует данная информация. Для вновь проектируемых и реконструируемых объектов по разработанной методике [7] можно получить усредненные значения, которые дадут общее представление о электрических нагрузках предприятия.

Схема электроснабжения силового оборудования и сетей освещения комбината выполнена по радиальной схеме кабельными линиями от РУ-0,4 кВ комплектной двух трансформаторной подстанции (КТП) внутренней установки. Также радиальная схема выбрана в связи с неравномерным размещением нагрузки по площади завода. Электроснабжение КТП выполнено двумя воздушными линиями с ГПП «Месягутово» 110/35/10 кВ.

При выполнении расчета электрических нагрузок электроприемники (ЭП) делятся на группы: до 1000 В (осветительная и силовая) и выше 1000 В.

Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ радиальной схемы электроснабжения производится для каждого узла питания, а также по цеху, корпусу в целом.

Исходные данные для расчета заполняются на основании полученные от технологов таблиц-заданий на проектирование электротехнической части и согласно справочным материалам, в которых приведены значения коэффициентов использования $K_{и}$ и реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ для индивидуальных электроприемников. При этом все потребители каждого узла питания группируются по характерным категориям с одинаковыми $K_{и}$ и $\text{tg}\varphi$.

Групповой коэффициент использования $K_{и}$ для группы ЭП определяется по формуле

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иi} \cdot P_{нi}}{\sum_{i=1}^n P_{нi}}, \quad (2.1)$$

где $k_{и}$ – коэффициент использования активной мощности ЭП;

$P_{н}$ – номинальная мощность ЭП, кВт.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		17

Определяется эффективное число электроприемников n_3 , шт., следующим образом:

- как правило, n_3 для итоговой строки определяется по выражению

$$n_3 = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2}; \quad (2.2)$$

- при значительном числе ЭП (магистральные шинопроводы, шины цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу, предприятию) n_3 может определяться по упрощенной формуле

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{ni}}{P_{н\max}}. \quad (2.3)$$

где $P_{н\max}$ – максимальная номинальная мощность ЭП в группе.

Найденное по указанным выражениям значение n_3 округляется до ближайшего меньшего целого числа.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Расчетная активная мощность P_p , кВт, подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1 кВ определяется по выражению

$$P_p = K_p \cdot \sum K_n \cdot P_n. \quad (2.4)$$

где P_n – номинальная приведенная мощность группы ЭП.

Расчетная реактивная мощность Q_p , кВАр, определяется следующим образом:

- для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от n_3 :

$$\text{при } n_3 \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \sum K_n \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (2.5)$$

$$\text{при } n_3 > 10 \quad Q_p = \sum K_n \cdot P_n \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (2.6)$$

- для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		18

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок

Наименование электроприемников	Количество ЭП, шт.	Номинальная установленная мощность приведенная		Коэффициент использования	Коэффициент мощности $\cos \phi$	Коэффициент реактивной мощности $\tan \phi$	Мощность средняя за максимальную смену загрузки			Эффективное число ЭП	Коэффициент максимума Км	Расчетная максимальная мощность			Ток расчетный Iр, А
		Рн1, кВт	Рн, кВт				Рср, кВт	Qср, кВАр	Sp, кВА			Рр, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	
1 Щит ЩС1 Технологическое оборудование	70	0,25/90,0	642,90	0,52	0,79	0,78	334,31	260,76	423,98	14	1,0	334,31	260,76	423,98	644,17
2 Щит ЩС2 Технологическое оборудование	30	1,5/37,0	511,95	0,48	0,80	0,75	245,74	184,30	307,17	28	1,0	245,74	184,30	307,17	466,70
3 Градирня	1	50,0	50,00	1,00	0,70	1,02	50,00	51,00	71,42	-	-	50,00	51,00	71,42	108,51
4 Насос водяной	4	8,0	32,00	1,00	0,80	0,75	32,00	24,00	40,00	-	-	32,00	24,00	40,00	60,77
5 ПР3															
Щит Щ1 (жилой дом)	16	0,041/5,0	30,40	0,78	0,99	0,10	23,71	2,37	23,83	-	-	23,71	2,37	23,83	36,21
Щит Щ2 (жилой дом)	16	0,041/5,0	30,40	0,78	0,99	0,10	23,71	2,37	23,83	-	-	23,71	2,37	23,83	36,21
Щит Щ3 (жилой дом)	16	0,041/5,0	30,40	0,78	0,99	0,10	23,71	2,37	23,83	-	-	23,71	2,37	23,83	36,21
Щит Щ4(Гаражи, склад ГП)	35	0,09/3,0	24,50	0,59	0,89	0,51	14,46	7,37	16,23	-	-	14,46	7,37	16,23	24,65
Перспектива	-	-	20,00	0,70	0,80	0,75	14,00	10,50	17,50	-	-	14,00	10,50	17,50	26,59
Итого на шинах ПР3	-	-	135,70	0,73	0,88	0,25	99,59	24,99	102,68	54	1,0	99,59	24,99	102,68	156,00
6 ПР4															
Щит Щ5 (АБК)	6	0,07/4,7	21,50	0,65	0,98	0,18	13,98	2,52	14,20	-	-	13,98	2,52	14,20	21,57
Щит Щ6 (АБК)	6	0,25/11,0	18,40	0,70	0,86	0,59	12,88	7,60	14,95	-	-	12,88	7,60	14,95	22,72
Перспектива	-	-	20,00	0,70	0,80	0,75	14,00	10,50	17,50	-	-	14,00	10,50	17,50	26,59
Итого на шинах ПР4	-	-	59,90	0,68	0,89	0,50	40,86	20,61	45,76	11	1,0	40,86	20,61	45,76	69,53
7 ПР1	-	-	59,20	0,90	0,85	0,62	53,28	33,03	62,69	-	-	53,28	33,03	62,69	95,25
8 ПР2	-	-	15,00	0,97	0,86	0,60	14,55	8,73	16,97	-	-	14,55	8,73	16,97	25,78
Освещение склада ГП	-	-	15,00	1,00	0,85	0,62	15,00	9,30	17,65	-	-	15,00	9,30	17,65	26,82
Освещение РГП	-	-	3,70	1,00	0,90	0,48	3,70	1,78	4,10	-	-	3,70	1,78	4,10	6,24
Наружное освещение	-	-	8,30	0,90	0,85	0,62	7,47	4,63	8,79	-	-	7,47	4,63	8,79	13,35

Окончание таблицы 2.1

Наименование электроприемников	Количество ЭП, шт.	Номинальная установленная мощность приведенная		Коэффициент использования Ки	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Коэффициент реактивной мощности $\text{tg } \varphi$	Мощность средняя за максимальную смену			Эффективное число ЭП n_3	Коэффициент максимума Км	Расчетная максимальная мощность			Ток расчетный I_p, A
		Рн, кВт	Рн, кВт				Рср, кВт	Qср, кВАр	Scр, кВА			Рр, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	
Итого на шинах 0,4 кВ КТП	-	-	1545,5	0,58	0,78	0,70	896,49	623,13	-	34	1,0	896,5	623,13	1091,8	1658,79
в том числе:															
силовое электрооборудование			1491,8				865,34	601,48							
электрическое освещение			45,4				26,33	18,30							

3 ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Выбор силового трансформатора и компенсация реактивной мощности

Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом средств компенсации реактивной мощности (КРМ) и потерь мощности в трансформаторах[8].

Результаты расчета электрических нагрузок представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сводная ведомость нагрузок на щите низкого напряжения

Параметр	$\cos\phi$	$\tg\phi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Всего на секциях шин щита низкого напряжения	0,78	0,70	896,5	623,13	1091,8

Правильный выбор числа и мощности силовых трансформаторов на трансформаторных подстанциях является одним из основных вопросов рационального построения системы электроснабжения.

Выбор числа трансформаторов зависит от наличия потребителей той или иной категории по надежности электроснабжения. При значительном числе потребителей первой и второй категории принимается двух трансформаторная подстанция.

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из расчетной нагрузки объекта электроснабжения, числа часов использования максимумов нагрузки, темпов роста нагрузки (перспектива), допустимой перегрузки трансформаторов и их экономической загрузки.

С целью снижения полной расчетной мощности и повышения КПД системы электроснабжения применяется компенсация реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности, или повышение коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий, имеет большое значение и является частью общей проблемы повышения КПД работы систем электроснабжения и улучшения качества отпускаемой потребителю электроэнергии.

В процессе передачи потребителям активной и реактивной мощности в проводниках системы электроснабжения создаются потери активной мощности. Из этого следует, что при снижении передаваемой реактивной мощности потеря активной мощности в сети снижается, что достигается применением компенсирующих устройств (КУ). В качестве компенсирующих устройств на предприятиях применяются конденсаторные батареи, подключаемые в разных точках сети. Наиболее эффективны автоматические конденсаторные батареи, которые подключают необходимое количество силовых конденсаторов в зависимости от реактивной нагрузки сети.

Расчетная мощность компенсирующего устройства $Q_{ку}$, кВАр, рассчитывается по формуле:

$$Q_{ку} = P_p \cdot (\operatorname{tg}\varphi - \operatorname{tg}\varphi_k), \quad (3.1)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности расчетный;
 $\operatorname{tg}\varphi_k$ – коэффициент реактивной мощности нормативный, $\operatorname{tg}\varphi_k = 0,15$.

$$Q_{ку} = 896,5 \cdot (0,70 - 0,15) = 478,23 \text{ кВАр.}$$

Для компенсации реактивной мощности на предприятии установлены 2 регулируемые конденсаторные батареи типа УKM58M-0,4-250-10 УЗ мощностью 250 кВАр каждая.

Сводная ведомость электрических нагрузок на щите низкого напряжения с учетом компенсации реактивной мощности представлена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Сводная ведомость нагрузок на щите низкого напряжения с компенсирующим устройством

Параметр	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
Всего на секциях шин щита низкого напряжения без компенсирующего устройства	0,78	0,70	896,5	623,13	1091,78
компенсация	-	-	-	-480	-
Всего на секциях шин щита низкого напряжения с компенсирующим устройством	-	0,15	729,61	143,13	907,84

Силовые трансформаторы выбираются исходя из расчетной мощности S_p и коэффициентов загрузки трансформаторов, который при двух трансформаторной подстанции должен быть $k_{зтр} = 0,6 \dots 0,7$ - в номинальном режиме, $k_{зтр \text{ ав}} \leq 1,4$ - в аварийном режиме.

Для электроснабжения комбината выбрана двух трансформаторная подстанция с трансформаторами ТМ-1000-10/0,4 1000 кВА каждый. Основные параметры трансформатора представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Основные параметры трансформатора

Номинальная мощность, кВт	Напряжение, кВ		Напряжение кз, %	Реактивные потери, кВАр	Активные потери, кВт		Уровень шума на расстоянии 1м, Дб
	ВН	НН			хх	кз	
1000	10	0,4	5,5	6,9	1,9	10,82	60

Для нормального режима коэффициент загрузки рассчитывается по формуле

$$k_{зтр} = \frac{S_p}{n \cdot S_{н.тр}}, \quad (3.2)$$

где n - количество трансформаторов;
 $S_{н.тр}$ - мощность трансформатора.

$$k_{зтр} = \frac{907,84}{2 \cdot 1000} = 0,45.$$

Для аварийного режима коэффициент загрузки рассчитывается по формуле

$$k_{зтр.ав} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{н.тр}}. \quad (3.3)$$

$$k_{зтр.ав} = \frac{907,84}{(2-1) \cdot 1000} = 0,91.$$

3.2 Электрический расчет схемы

Токопроводом называется устройство, предназначенное для передачи электроэнергии, состоящее из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций. В зависимости от вида проводников токопроводы подразделяются на гибкие (при использовании проводов) и жесткие (при использовании жестких шин).

Места ответвлений от токопроводов должны быть доступны для обслуживания. В производственных помещениях токопроводы исполнения IP00 следует располагать на высоте не менее 3,5 м от уровня пола или площадки обслуживания, а токопроводы исполнения до IP31 - не менее 2,5 м [10].

При проектировании систем электроснабжения должны рассматриваться вопросы: перспектива развития электрических систем электроснабжения, обеспечение комплексного и централизованного электроснабжения потребителей, снижение потерь электрической энергии. Вопрос о надёжности электроснабжения потребителей связан с числом источников питания, схемой электроснабжения и категорией потребителей.

Экономичность – минимальные затраты на схему электроснабжения, но при этом схема должна обеспечивать надёжное электроснабжение в соответствии с категорией потребителей

					Лист
13.03.02.18.148.00.00 ПЗ					24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата	

Гибкость – схема должна допускать переделки и изменения в схеме связанные с вводом новых мощностей, увеличением нагрузки без существенных переделов схемы.

Удобство в эксплуатации – оборудование должно быть доступно для осмотра и ремонта и быстрого устранения неисправностей.

Расчетный ток определен во втором разделе длительно допустимый ток электроприёмников, $I_{дон}$, А, рассчитывается по формуле [9]:

$$I_{дон} = I_p \cdot K_{нопр} \cdot \quad (3.4)$$

где I_p – ток расчётный, А;

$K_{нопр}$ – поправочный коэффициент [10];

Проводники, выбранные по нагреву допустимым длительным током, должны быть проверены по допустимой потере напряжения. Допустимые отклонения напряжения у электроприёмников устанавливает ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии у её приёмников, присоединённых к электрическим сетям общего назначения». В соответствии с требованиями этого ГОСТа электрические сети должны обеспечивать на зажимах электроприёмников отклонения напряжения, не превышающие установленных значений.

Потеря напряжения, ΔU , %, в кабеле находится по формуле [9]:

$$\Delta U = \frac{(P_p R_0 + Q_p X_0) \cdot l}{10U_{ном}^2} \quad , \quad (3.5)$$

где R_0 – активное сопротивление провода, Ом/км [9, прил. 17, 18];

X_0 – индуктивное сопротивление одной фазы провода, Ом/км [9, прил. 19, 20];

l – расстояние от нагрузки до питательного пункта, км.

Для перевода потери напряжения из % в В применяется следующее соотношение [9]:

$$\Delta U' = U \cdot \Delta U \cdot 10^{-2} \quad . \quad (3.6)$$

Проверим самый удаленный кабель ПР4:

$$\Delta U = \frac{(40,86 \cdot 1,20 \cdot 22,68 \cdot 0,0675) \cdot 0,053}{10 \cdot 0,38^2} = 1,75 \% ,$$

$$\Delta U' = 380 \cdot 1,75 \cdot 10^{-2} = 6,65, \text{ В.}$$

Результаты расчёта токоведущих частей сведены в таблицу 3.4

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		25

Так как способ прокладки кабеля выбран в трубах, то при прокладке должна быть обеспечена возможность замены кабелей, должен быть предусмотрен запас, обеспечивающий возможность повторного соединения ответвления или присоединения. Конструктивные элементы зданий и сооружений, замкнутые каналы и пустоты которых используются для прокладки проводов и кабелей, должны быть несгораемыми.

При переменном токе прокладка фазных и нулевого проводников в стальных трубах или в изоляционных трубах со стальной оболочкой должна осуществляться в одной общей трубе. Допускается прокладывать фазный и нулевой рабочий проводники в отдельных стальных трубах или в изоляционных трубах со стальной оболочкой, если длительный ток нагрузки в проводниках не превышает 25 А [10].

Таблица 3.4 – Результаты расчёта токоведущих частей

Распределительный пункт Наименование электрооборудования	Длина кабеля, l , км	Расчетный ток, $I_{ном}$, А	Длительный допустимый ток, $I_{доп}$, А	Допустимый ток кабеля, $I_{доп.к}$, А	Потеря напряжения, ΔU , %	Выбранный кабель
1 Щит ЩС1	0,01	644,17	669,9	720	1,19	ПвП2Г 6*300
2 Щит ЩС2	0,01	466,70	485,4	525	0,25	ПвП2Г 6*185
3 Градирня	0,03	108,51	112,9	115	0,84	АВБШв (4*25)
4 Насос водяной	0,02	60,77	63,2	65	0,84	АВБШв (4*10)
6 ПР3	0,03	156,00	162,2	165	0,84	АВБШв (4*50)
7 ПР4	0,05	69,53	72,3	90	1,75	АВБШв (4*16)
8 ПР1	0,03	95,25	99,1	115	0,86	АВБШв (4*25)
9 ПР2	0,02	25,78	26,8	65	0,38	АВБШв (4*10)
Итого на шинах 0,4 кВ КТП	0,006	1 658,79	1725,1	1755	0,65	ШР (80*8)

3.3 Расчёт токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения, является возникновение короткого замыкания в сети и элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала.

Коротким замыканием называется всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или землей, при котором токи в ветвях электроустановки резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Физическая сущность короткого замыкания заключается в том, что нормальный ток при коротком замыкании делится на составляющие:

периодическую, которая изменяется по синусоидальному закону, и апериодическую, которая изменяется по закону затухающей экспоненты.

Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании тока короткого замыкания, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить ток короткого замыкания и по его значению выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания.

В трехфазной сети различают следующие виды коротких замыканий: трехфазные, двухфазные, однофазные и двойные замыкания на землю. Трехфазные короткие замыкания являются симметричными так как все фазы находятся в одинаковых условиях. Все остальные виды короткого замыкания являются несимметричными.

Расчетным видом короткого замыкания для выбора или проверки электрооборудования считается трехфазное короткое замыкание. С учетом действительных характеристик и действительных режимов работы всех элементов системы электроснабжения при коротких замыканиях рассчитать сложно. Поэтому для решения больших практических задач вводятся допущения, которые не дают существенных погрешностей:

- не учитываются токи нагрузки;
- не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сети;
- трехфазная сеть принимается симметричной или сопротивления фаз точно равными друг другу;
- отсутствует насыщение стали электрических машин (генераторов, электродвигателей, трансформаторов);
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов;
- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных источников питания, входящих в расчетную схему.

Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях до 1 кВ обычно производится в именованных величинах, при этом учитываются как индуктивные, так и активные сопротивления всех элементов схемы, в том числе коммутационных и защитных аппаратов.

Расчет тока короткого замыкания производится для наиболее удаленного оборудования, так как ток короткого замыкания наименьший. Наиболее удаленным распределительным пунктом является ПР4.

Расчетные схемы токов короткого замыкания представлены на рисунке 3.1.

Наружная питание выполнено проводом АС (3х70), удельное индуктивное сопротивление для него принимаем $x_0=0,447$ Ом/м [11, табл. 1.9.5], удельное активное сопротивление $r_0=0,0612$ Ом/м [11, табл. 1.9.5]. Сопротивления для питающего кабеля определяются:

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		27

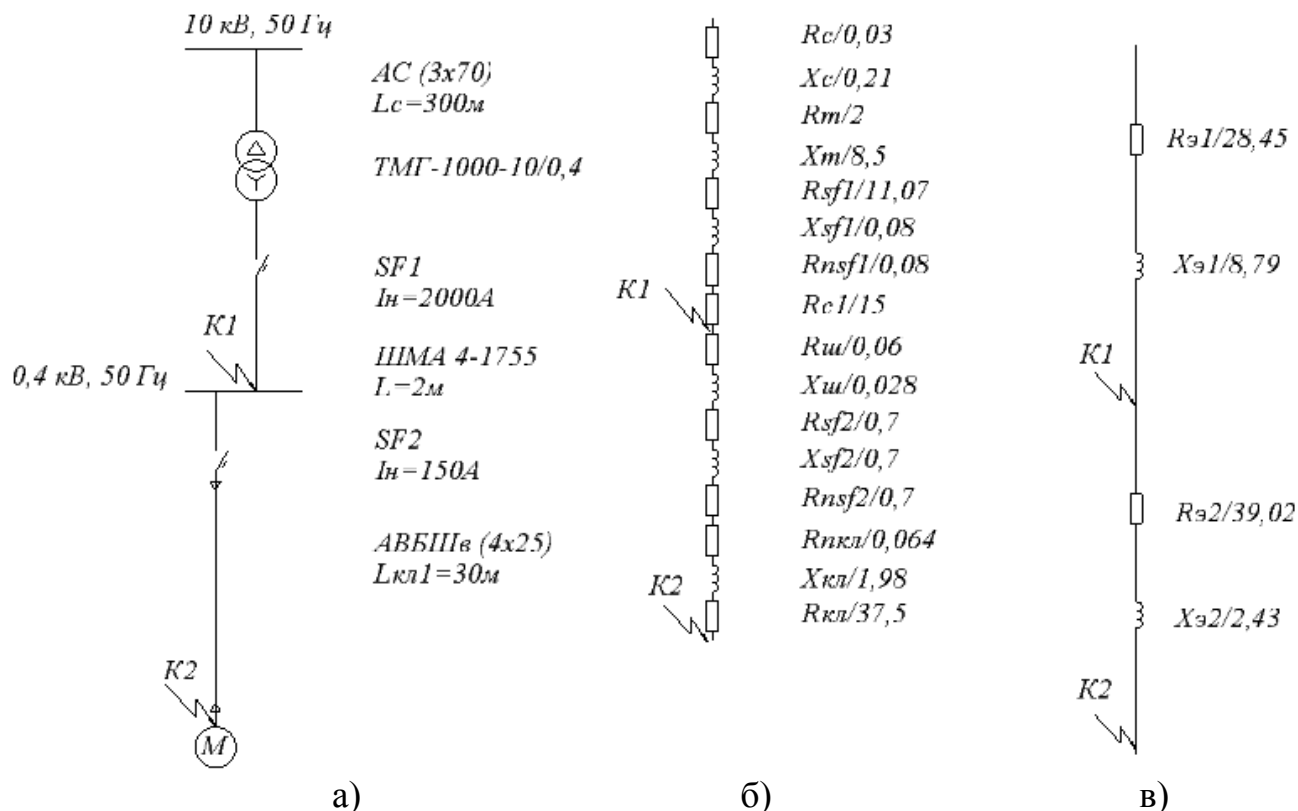


Рисунок 3.1 – Расчетные схемы токов короткого замыкания:

- а) схема электроснабжения расчетная;
- б) схема замещения;
- в) упрощенная схема замещения.

$$X'_c = x_0 L_c \quad (3.7)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление проводника;
 L_c – длина провода.

$$R'_c = r_0 L_c \quad (3.8)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление проводника.

$$X'_c = 0,447 \cdot 300 = 134 \text{ , мОм}$$

$$R'_c = 0,0612 \cdot 300 = 18,4 \text{ , мОм}$$

Сопротивления приводимые к низкому напряжению, R_c - активное, X_c - индуктивное, мОм/м:

$$R_c = R'_c \left(\frac{U_{нн}}{U_{вв}} \right)^2 \quad (3.9)$$

где $U_{нн}$ - напряжение на низкой стороне трансформатора;
 $U_{вв}$ - напряжение на высокой стороне трансформатора.

$$X_c = X'_c \left(\frac{U_{HH}}{U_{BB}} \right)^2 \quad (3.10)$$

$$R_c = 18,4 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,03, \text{ мОм}; \quad X_c = 134 \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,21, \text{ мОм}.$$

Сопротивление для трансформатора выбираем [11, табл. 1.9.1] $R_m=2$ мОм; $X_m=8,5$ мОм; $Z_m^{(I)}=81$ мОм.

Сопротивление для автоматических выключателей находим по [11, табл. 1.9.3]:

$$SF1: R_{sf1} = 11,07 \text{ мОм}; \quad X_{sf1} = 0,08 \text{ мОм}; \quad R_{nsf1} = 0,08 \text{ мОм};$$

$$SF2: R_{sf2} = 0,7 \text{ мОм}; \quad X_{sf2} = 0,7 \text{ мОм}; \quad R_{nsf2} = 0,7 \text{ мОм}.$$

Сопротивление для распределительной шины находим по [11, табл. 1.9.7] и формулам 3.7, 3.8:

$$R_{ш} = 0,03 \cdot 2 = 0,06 \text{ мОм}; \quad X_{ш} = 0,014 \cdot 2 = 0,028 \text{ мОм}.$$

Сопротивление для кабельных линий находим по [11, табл. 1.9.5] и формулам 3.7, 3.8:

$$R_{кл} = 1,25 \cdot 30 = 37,5 \text{ мОм}; \quad X_{кл} = 0,066 \cdot 30 = 1,98 \text{ мОм}.$$

Значение переходных сопротивлений на ступенях распределения выбираем по [11, табл. 1.9.4] $R_{c1}=15$ мОм.

Эквивалентные сопротивления на участках между точками короткого замыкания находятся по формулам:

$$R_{\Sigma 1} = R_c + R_m + R_{sf1} + R_{nsf1} + R_{c1} \quad (3.11)$$

где R_m – активное сопротивление трансформатора;

R_{sf1} – активное сопротивление автоматического выключателя;

R_{nsf1} – переходное активное сопротивление контактного соединения автоматического выключателя;

R_{c1} – переходное активное сопротивление соединения первой ступени.

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{sf1} \quad (3.12)$$

где X_m – индуктивное сопротивление трансформатора;

X_{sf1} – индуктивное сопротивление автоматического выключателя.

$$R_{\Sigma 2} = R_{ш} + R_{sf2} + R_{nsf2} + R_{кл} + R_{пкк} \quad (3.13)$$

где $R_{ш}$ – активное сопротивление шинпровода;

R_{sf2} – активное сопротивление автоматического выключателя;

R_{nsf2} – переходное активное сопротивление контактного соединения автоматического выключателя;

										Лист
										29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата						

$R_{кл}$ – активное сопротивление кабеля;

$R_{нкл}$ – переходное активное сопротивление контактного соединения кабеля;

$$X_{\varepsilon 2} = X_{ш} + X_{sf2} + X_{кл} \quad (3.14)$$

где $X_{ш}$ – индуктивное сопротивление шинпровода;

X_{sf2} – индуктивное сопротивление автоматического выключателя;

$X_{кл}$ – индуктивное сопротивление кабеля.

$$R_{\varepsilon 1} = 0,3 + 2 + 11,07 + 0,08 + 15 = 28,45 \text{ мОм};$$

$$X_{\varepsilon 1} = 0,21 + 8,5 + 0,08 = 8,79 \text{ мОм};$$

$$R_{\varepsilon 2} = 0,06 + 0,7 + 0,7 + 37,5 + 0,064 = 39,02 \text{ мОм};$$

$$X_{\varepsilon 2} = 0,42 + 0,028 + 1,98 = 2,43 \text{ мОм}.$$

Вычисляются сопротивления до каждой точки короткого замыкания. Результаты расчёта представлены в таблице 3.5

Активное сопротивление до точки К1 $R_{к1} = R_{\varepsilon 1}$

Индуктивное сопротивление до точки К1 $X_{к1} = X_{\varepsilon 1}$

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{к1} = \sqrt{R_{к1}^2 + X_{к1}^2} \quad (3.15)$$

Сопротивления до точки К2

1) активное;

$$R_{к2} = R_{\varepsilon 1} + R_{\varepsilon 2} \quad (3.16)$$

2) индуктивное;

$$X_{к2} = X_{\varepsilon 1} + X_{\varepsilon 2} \quad (3.17)$$

3) полное;

$$Z_{к2} = \sqrt{R_{к2}^2 + X_{к2}^2} \quad (3.18)$$

Ударный коэффициент K_y определяются по [11, рис. 1.9.2]:

$$K_{y1} = F\left(\frac{R_{к1}}{X_{к1}}\right); K_{y2} = F\left(\frac{R_{к2}}{X_{к2}}\right)$$

Коэффициент действующего значения ударного тока определяется по формуле

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		30

$$q_1 = \sqrt{1 + 2(K_{y1} - 1)^2} \quad (3.19)$$

3-фазные и 2-фазные токи короткого замыкания определяются по формулам:

$$I_{ki}^{(3)} = \frac{U_{ki}}{\sqrt{3}Z_{ki}}, \quad (3.20)$$

$$i_{yki} = \sqrt{2}K_{y1}I_{ki}^{(3)}, \quad (3.21)$$

$$I_{ki}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2}I_{ki}^{(3)}. \quad (3.22)$$

Схема замещения для расчёта 1-фазных токов короткого замыкания представлена на рисунке 3.2.

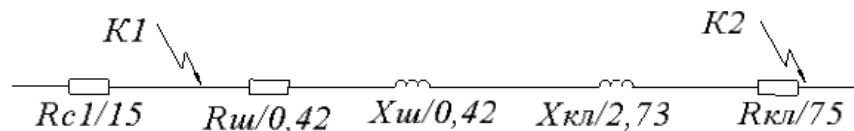


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчёта 1-фазных токов короткого замыкания

Сопротивления для кабельной линии рассчитываются по формулам:

$$R_{нкл} = 2r_0L_{кл} \quad (3.23)$$

$$X_{нкл} = x_{0н}L_{кл} \quad (3.24)$$

$$Z_{н1} = \sqrt{R_{н1}^2 + X_{н1}^2} \quad (3.25)$$

$$R_{n2} = R_{c1} + R_{нкл} + R_{шш} \quad (3.26)$$

$$X_{n2} = X_{нкл} + X_{шш} \quad (3.27)$$

$$Z_{n2} = \sqrt{R_{n2}^2 + X_{n2}^2} \quad (3.28)$$

1-фазный ток короткого замыкания определяются по формуле:

$$I_{ki}^{(1)} = \frac{U_{\kappa\phi}}{Z_{ni} + \frac{Z_m^{(1)}}{3}} \quad (3.29)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	R_{κ} , МОм	X_{κ} , МОм	Z_{κ} , МОм	$\frac{R_{\kappa}}{X_{\kappa}}$	K_y	q	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_{\infty}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	Z_n , МОм	$I_{\kappa}^{(1)}$, кА
К1	28,45	8,79	29,8	3,23	1	1	7,37	10,39	7,37	6,38	15	5,48
К2	67,47	11,22	68,4	6,01	1	1	3,21	4,53	3,21	2,78	52,6	2,89

Выводы по разделу три:

Установка компенсирующих устройств позволит снизить потребление реактивной мощности, уменьшая тем самым полную мощность. Снижение полной мощности уменьшает загрузку линии. Установленные трансформаторы имеют низкий коэффициент загрузки в нормальном режиме, но данные трансформаторы обеспечивают условие аварийного режима, а это более важное условие, т.к. часть нагрузки относится ко второй категории. В дальнейшем недогруз может быть компенсирован подключением перспективной нагрузки.

Произведен электрический расчёт схемы по допустимому току, выбраны проводники от трансформаторной подстанции до распределительных шкафов и от шкафов до электроприёмников удовлетворяющие условиям потери напряжения. Результаты расчёта и выбранные кабели сведены в таблицу. Составлена схема электроснабжения расчётная и замещения, произведён расчет одно-, двух- и трехфазных токов короткого замыкания, результаты расчётов сведены в таблицу, в дальнейшем эти данные используются для подбора измерительных аппаратов.

4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Требования к автоматизированной системе контроля и учета электроэнергии

По назначению АСКУЭ предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. Коммерческим, или расчетным, учетом называют учет электроэнергии для расчета с поставщиками (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными). Техническим, или контрольным, учетом называют учет используемый для контроля электроэнергии внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета). АСКУЭ коммерческого и технического учета могут быть реализованы как отдельные системы или как единая система.

Коммерческий и технический учет, имеют свою особенность. Коммерческий учет имеет устоявшуюся схему, как правило имеет небольшое количество точек учета, требующих установки приборов учета повышенного класса точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровня АСКУЭ выбираются из государственного реестра средств измерения. Кроме того, системы коммерческого учета в обязательном порядке подлежат опломбировки, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Для коммерческого учета используются приборы учета с классом точности 0,2S или 0,5S. Литера «S» означает, что класс точности прибора учета нормируется, начиная с нижней границы не 5% $I_{ном}$ (как для счетчиков без литеры, например, классов 0,2 и 0,5), а 1% $I_{ном}$ (ниже этой границы погрешность не нормируется, хотя прибор учета и производит измерения электроэнергии, мощность которой превышает чувствительность счетчика).

Технический учет динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства, для него характерно большое количество точек учета с различными задачами контроля энергоресурсов, здесь можно использовать, в целях экономии средств, приборы учета пониженного класса точности. Технический контроль допускает использование приборов, не занесенных в Государственный реестр средств измерения, но при этом могут возникнуть проблемы с выявлением причин небаланса по потребленной энергии от систем коммерческого и технического учета. Отсутствие опломбировки приборов учета энергосбытовой организацией позволяет оперативно вносить изменения в схему технического контроля, в уставки первичных измерительных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия и спецификой решаемых производственных задач. Учитывая эти особенности коммерческого и технического учета можно скорректировать стоимость устанавливаемой АСКУЭ.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		33

При построении АСКУЭ для реализации элементов разных уровней системы можно минимизировать стоимость элементов создаваемой системы за счет использования различных технических решений от различных поставщиков. Но использование технических решений, которые позволяют строить АСКУЭ как однородную систему, т.е. установить в каждом объекте учета одинаковое программное обеспечение, базирующееся на однородных аппаратных средствах является наиболее предпочтительным. Это дает возможность поэтапной автоматизации бизнес-процессов, связанных с учетом электроэнергии и контролем ее параметров, возможность поэтапного построения АСКУЭ и введения ее в промышленную эксплуатацию, уменьшает стоимость пуско-наладки системы, т.к. программное обеспечение начинает работать сразу и сразу предоставляет требуемую информацию, уменьшает стоимость эксплуатации АСКУЭ. По мере роста системы, реализации связи между центрами сбора данных, они гарантированно включаются в единый технологический процесс.

АСКУЭ должны выполняться на базе серийно выпускаемых технических средств и программного обеспечения. В состав технических средств АСКУЭ должны входить:

- первичные измерительные приборы (трансформаторы тока и напряжения, счетчик электроэнергии, как основной источник и первичное хранилище данных об измеряемых величинах);
- устройства сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие сбор информации от счетчиков и передачу ее на верхние уровни управления;
- каналы связи с соответствующей каналообразующей аппаратурой для передачи измерительной информации;
- средства обработки информации (как правило, персональные ЭВМ).

4.2 Построение структурной схема автоматизированной систем коммерческого учета электроэнергии

Структурная схема автоматизированной системы учета электроэнергии является трехуровневой. Схема приведена на рисунке 4.1

Первый уровень – точки учета – измерительный канал, включающий: трансформаторы тока и напряжения на шинах 10кВ, вторичные измерительные цепи, счетчики. На данном уровне осуществляется измерение, хранение и первичная обработка данных энергопотребления предприятием.

Второй уровень – коммуникационный, включающий преобразующее и передающее оборудование (устройство сбора передачи данных) и сети. Данный уровень обеспечивает последовательно передачу данных на устройство сбора данных и далее на автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. Обмен данными посредством сети GPRS/GSM, Internet, PLC, кабель.

Третий уровень -УСПД предприятия обеспечивает передачу данных на «верхний» уровень- сервер БД сетевой организации или энергосбытовой компании по сети GPRS/GSM, АТС, Internet.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		34

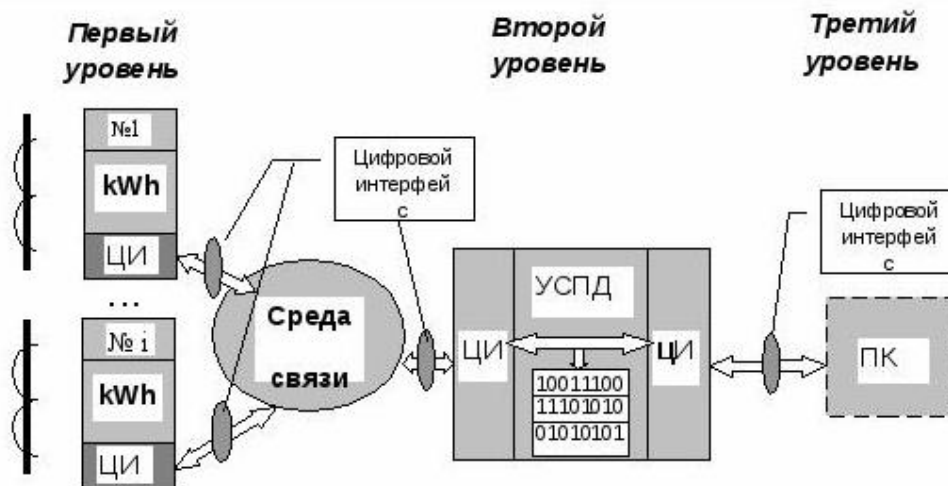


Рисунок 4.1 – Структурная схема АСКУЭ

Синхронизация времени производится с сервера БД сетевой организации в момент каждого сеанса связи со счетчиками.

Технический учет электроэнергии осуществляется на вводах силовых низковольтных щитов.

В составе технических средств учета, устанавливаемых у потребителя предусмотрены:

- средства измерения потребления электроэнергии;
- средства сбора, обработки, хранения и передачи информации.

Технические средства измерения потребления электроэнергии (основные средства) включают:

- статические микропроцессорные многотарифные счетчики для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности;
- измерительные трансформаторы тока.

Выходы интерфейса PLC счетчиков подключены с устройством сбора и передачи данных по силовой низковольтной сети. С устройства сбора и передачи данных, технические показания вместе с коммерческими передаются на АРМ оператора по GPRS/GSM с преобразованием в интерфейс USB 3.0.

4.3 Выбор оборудования и его технические характеристики

Прибор учета СЕ 303 это счетчик предназначенный для измерения активной и реактивной электроэнергии, хранение данных о почасовых объемах потребленной энергии за последние 148 суток, ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования, фиксацию 20 последних корректировок времени, изменения установок времени тарифных зон и перепрограммирования метрологических характеристик счетчика, фиксацию 100 последних пропаданий и выходов за пределы допустимых значений фазных напряжений, индикацию данных на ЖК-индикаторе с заданной

периодичностью ($T=5-255$ с) или пролистывание с помощью элементов управления (кнопки) на лицевой панели, защиту от внешних воздействий:

- при наличии постоянной составляющей в сети;
- при воздействии переменного магнитного поля;
- при воздействии постоянного магнитного поля 200 мТ;
- при изменении направления тока в фазах (вход-выход счетчика).

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоках.

Соответствие ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62058-11-2012), ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62058-21-2012), ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003), ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003). Сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ.

Технические особенности:

- Наличие оптического интерфейса.
- Цифровой интерфейс RS485, RS232.
- Модификации с PLC, GSM/GPRS и радиомодемом RF433.
- Контроль вскрытия крышки (электронная пломба)
- Управление нагрузкой с использованием внешнего коммутационного устройства.
- Защита памяти данных и памяти программ от несанкционированных изменений (пароль счетчика, аппаратная блокировка).
- Устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям.

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Счетчик обеспечивает задание следующих параметров:

- текущего времени и даты;
- разрешение перехода на "летнее" время (с заданием месяцев перехода на "зимнее", "летнее" время);
- до 12 дат начала сезона;
- до 12 зон суточного графика тарификации и до 36 графиков тарификации;
- до 32-х исключительных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила и задается пользователем);
- коэффициентов трансформации тока и напряжения;
- лимитов по потреблению и мощности с процентом превышения для работы сигнализации по каждому тарифу.

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		36

каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети [12].

Структурная схема счетчика СЕ 303 приведена на рисунке 4.2



Рисунок 4.2 – Структурная схема счетчика СЕ 303

Технические характеристики счетчика СЕ 303 приведены в таблице 4.1.

Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью трёхфазного трансформатора напряжения и трёх трансформаторов тока приведена на рисунке 4.3.

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Таблица 4.1 – Технические характеристики СЕ 303

Наименование величины		Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении	активной энергии	0,5 S;1
	реактивной энергии	1;1
Номинальный (максимальный) ток, А		5(10) или 5(60) или 5(100)

Окончание таблицы 4.1

Наименование величины		Значение
Стартовый ток (чувствительность), мА:	трансформаторного включения	$0,001I_{ном}$
	непосредственного включения	$0,002I_{б}$
Номинальные напряжения, В		3x57,7/100 или 3x230/400
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В		(От 0,75 до 1,15)U _н
Номинальная частота сети, Гц		50±2,5
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА		0,1
Сохранность данных при прерываниях питания, лет		не менее 10 (питание от литиевой батареи)
Защита информации		пароли двух уровней доступа
Самодиагностика		Циклическая, епрерывная
Межповерочный интервал, лет		16
Средняя наработка до отказа, час		220000
Средний срок службы, лет		30

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: Класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков коммерческого учета; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; класса 3 и 10 – для релейной защиты.

Контроль за режимом работы подстанции осуществляем с помощью контрольно-измерительных приборов: вольтметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергии. Выбор и проверка трансформаторов тока приведён в таблице 4.2.

Таблица 4.2 –Выбора и проверка трансформаторов тока

Условие выбора и проверки	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 10кВ$	$U_n = 10 кВ$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 63,1 А$	$I_n = 200 А$
$i_{уд.расч} \leq k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.1т.т.}$	$i_{уд.расч} = 4,53 кА$	$4,53 кА \leq 5,64 кА$

Для проверки трансформаторов тока повторичной загрузки, используются каталожные данные приборов, определяются нагрузки по фазам (таблица 4.3).

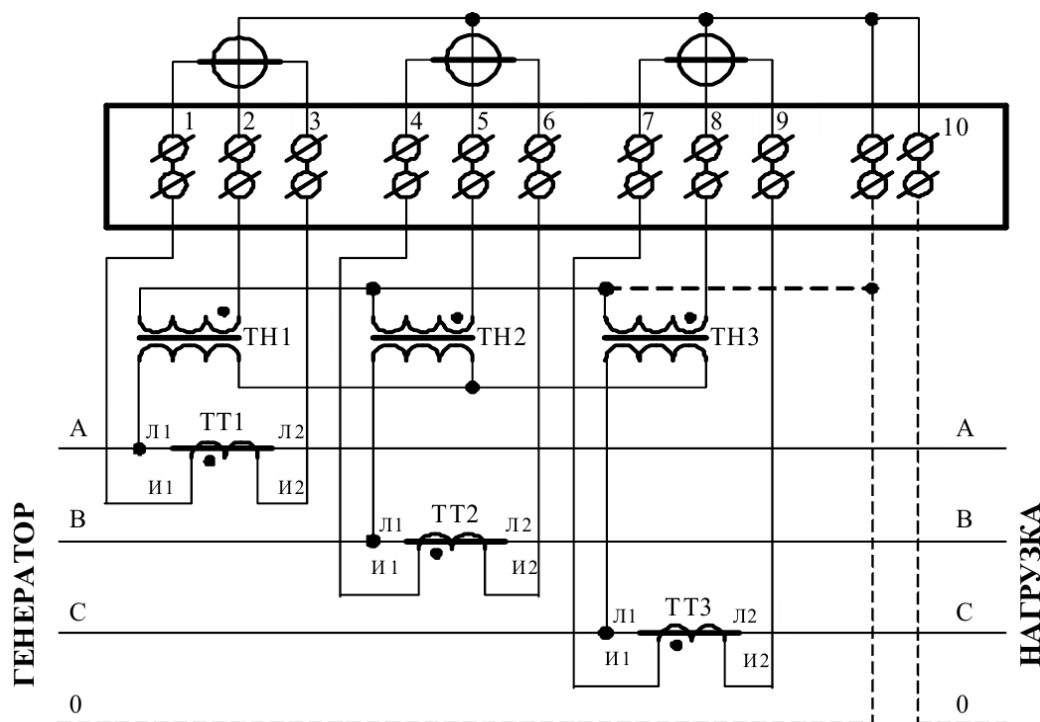


Рисунок 4.3 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью трёхфазного трансформатора напряжения и трёх трансформаторов тока

Таблица 4.3 – Проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э365	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	Д365	1,5	-	1,5
Варметр	Д365	2,5	-	2,5
Счётчик энергии	СЕ 303	2,5	2,5	2,5
РЗиА		5	5	5
Итого		14,1	10,1	14,1

Из таблицы 4.3 видно, что наиболее загружены ТТ фаз А и С.

При проверке ТТ по вторичной нагрузке определяется общее сопротивление приборов (загруженной фазы)

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность приборов, В·А;

I_2 - ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_2 = 5\text{А}$.

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,1}{25} = 0,564\text{Ом}.$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов должно быть

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (4.2)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,8 - 0,564 - 0,1 = 0,136 \text{ Ом}.$$

Проверка трансформаторов тока сведена в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Проверка трансформатора тока

Тип ТТ	I_2 , А	$r_{\text{приб}}$, Ом	$r_{\text{пр}}$, Ом
ТОЛ-10	5	0,564	0,136

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты – 0,5, 1,0 и 3,0.

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{\text{н}} \geq S_{2\Sigma}, \quad (4.3)$$

где $S_{\text{н}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos^2 \varphi_{\text{приб}} + \sum S_{\text{приб}} \cdot \sin^2 \varphi_{\text{приб}}} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}.$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность	cosφ	sin φ	Количество приборов	Суммарная мощность ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик энергии	СЕ 303	2,5	0,38	0,925	2	5
Р3иА		5	1	0		5

Выбор трансформаторов напряжения сведён в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор трансформатора напряжения

Тип ТН	$S_{2\Sigma}$, В·А	S_n , В·А
ЗНОЛ-10	18,3	75

Таким образом, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Устройство сбора и передачи данных СЕ 805 М предназначен для развёртывания сети сбора данных со счетчиков электроэнергии с использованием интерфейса RS-485 и технологии PLC по низковольтной электрической сети напряжением 0,4 кВ, а также по радио каналу RF433 МГц.

Для организации автоматизированного рабочего места системы автоматизированного сбора показаний АО «Концерн Энергомера» разработан и сертифицирован измерительно-вычислительный комплекс технических средств (КТС) «AdminTools» – это набор программных модулей и взаимодействующих с ними контроллеров. Предназначен для многотарифного учета потребления электрической энергии на базе счетчиков электрической энергии, опроса точек учета в соответствии с конфигурацией объектов

Таблица 4.6 – Технические характеристики УСПД СЕ 805 М

Наименование величины	Значение
Номинальное напряжения источника питания, В	230
Рабочий диапазон напряжения, В	От 90 до 400
Максимальная потребляемая мощность, В·А	50
Диапазон рабочих температур, °С	От -45 до +65
Рабочий диапазон напряжения резервного питания, В	От 9 до 27

Окончание таблицы 4.6

Наименование величины	Значение
Интерфейсы для сбора данных со счетчиков	RS-485 два канала, Радиоканал 433 МГц, канал PLC
Интерфейсы для чтения собранных УСПД данных, а также для конфигурирования УСПД	WiFi, USB-divice, GSM/GPRS/3G, Ethernet, RS-485
Операционная система	Linux
Максимальное количество опрашиваемых счетчиков	4000

учёта в базе данных (БД). Позволяет автоматизировать сбор и обработку показаний с приборов учета потребления электроэнергии.

Требования к аппаратному обеспечению компьютера зависят от варианта использования программы (количества опрашиваемых счетчиков, объёма запрашиваемых показаний). Для удовлетворительной работы программы в умеренно загруженном режиме, необходим персональный компьютер типа PC с операционной системой на базе Microsoft Windows XP(SP2), Windows7, Windows8, процессор не ниже IntelCeleron 1.0 MHz, 1 GB ОЗУ, 50 Мб свободного дискового пространства, SVGA дисплей, клавиатура, мышь. В случае если предполагается работа с удалёнными устройствами по GPRS, необходимо наличие доступа в Internet, а так же статический внешний TCP адрес.

Технические средства комплекса «MAdminTools» относятся к изделиям государственной системы промышленных приборов и средств автоматизации и обеспечивают:

- измерение и хранение информации о потреблении электроэнергии с помощью счетчиков на местах учета;
- сбор хранимой в электросчетчиках информации по коммутируемым каналам связи, консолидацию и обработку этой информации в узлах учета;
- долговременное хранение, обработку и отображение информации о потреблении электроэнергии в узлах учета.

Основные функции:

- считывание со счетчиков электроэнергии измеренных значений электрических величин;
- программирование границ временных зон для многотарифного учета, даты праздничных дней;
- автоматическая коррекция текущего календаря и текущего времени для каждого счетчика по внутренним часам центрального сервера (максимальное рассогласование времени ± 10 секунд в сутки);
- хранение даты и времени начала эксплуатации АСКУЭ;
- автоматизированный дистанционный сбор информации непосредственно на пункты сбора и обработки информации посредством радио и GSM-каналам связи по запросу оператора;

- определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе стандартных аналитических процедур;
- модульный способ построения системы.
- возможность расширения системы без дополнительных затрат при подключении новых компонентов.

Особенности и преимущества:

- отображение на экране дисплея, формирование в электронном виде и печать на бумажном носителе выходных форм обработанной информации; формирование баз данных об электропотреблении в формате, согласованном с энергосбытовой организацией;
- автоматизированный контроль работоспособности измерительного канала.
- возможность формирования и отправки сигнала на ограничение потребляемой нагрузки либо отключение потребителя.
- формирование баланса по фидеру и трансформаторной подстанции в заданный период времени.
- управление приборами учета из любой точки, где есть доступ к ресурсам Internet или GSM/GPRS сеть.

Для защиты информации технических и программных средств автоматизированной системы от несанкционированного доступа необходимо обеспечить:

- разграничение доступа информации;
- запрет на несанкционированное изменение конфигурации;
- защиту от возможности изменения данных через локальную сеть или модем.

Все это обеспечивается применением паролей нескольких уровней в приборах учета, регистрация событий, имеющих отношение к защите информации, обеспечивается ведением журналов событий аппаратно-программными средствами автоматизированной системы) и пломбированием аппаратных средств коммерческого узла учета в, предусмотренных конструкцией местах аппаратуры для предотвращения доступа внутрь корпуса и к клеммным колодкам

В соответствии с требованиями ПУЭ пп. 1.5.13-1.5.26 Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь пломбы с клеймом госповерителя и пломбу энергоснабжающей организации, причем на вновь устанавливаемых 3-х фазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 месяцев[10].

Средства учета должны быть промаркированы специальными знаками. Маркирование средств учета, подлежащих ревизии, должно осуществляться специальными знаками визуального контроля, изготовленными по специальной технологии по техническим условиям, утверждаемым Госэнергонадзором Министерства топлива и энергетики РФ и РАО "ЕЭС России".

Защищенный знак представляет собой специальную голограмму, изготовленную на диэлектрической основе, разрушаемой при малейшем физическом воздействии и состоит из двух компонентов: полимерного листа (подосновы) и защищенного знака.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		43

Ответственными за установку на средства учета электрической энергии специальных знаков визуального контроля являются организации, осуществляющие поставку (сбыт) электрической энергии потребителям, и территориальные органы Госэнергонадзора.

Маркирование средств учета электрической энергии должно быть произведено непосредственно после окончания допуска, проводимой комиссией, состоящей из представителей энергосбытовой организации, потребителя, территориального органа Госстандарта РФ и инспектора Госэнергонадзора РФ.

Результаты проведения ревизии должны быть оформлены "Актом о допуске средств учета электрической энергии".

Места установки Знаков:

- на счетчиках;
- на испытательных клеммных коробках;
- на клеммниках измерительных цепей трансформаторов тока;

Помимо этого, маркированию подлежат незащищенные от несанкционированного доступа промежуточные клеммные соединения (в цепях учета), которые должны быть определены комиссией в процессе ревизии и зафиксированы в "Акте о допуске и маркировании средств учета электрической энергии, используемых для расчетов за потребляемую электроэнергию с юридическим лицом". Места установки Знаков должны быть зафиксированы в Акте и пронумерованы в соответствии с ним.

Выводы по разделу четыре:

В данном разделе была разработана автоматизированная система коммерческого учета с учетом требований нормативных документов и подобрано оборудование для ее реализации на основе одного производителя АО «Концерн Энергомера». Так как данный производитель представляет полный набор элементов для реализации АСКУЭ и их программное обеспечение.

Система коммерческого учета состоит из счетчиков CE 303 S34 JAGVZ 305 для коммерческого учета, CE 303 S34 JAPVZ 345 для технического учета и УСПД 805 М. Конфигурация из данных элементов обеспечивает резервирование каналов передачи данных и повышает надежность системы.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		44

5 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Преобразование существующего федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии и (или) мощности в полноценный конкурентный оптовый рынок электроэнергии и (или) мощности и формирование эффективного розничного рынка электроэнергии и (или) мощности, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей стало основным итогом реформирования электроэнергетики Российской Федерации [13].

Формирование рыночных цен будет осуществляться на основании сопоставления ценовых заявок покупателей и продавцов по фактору минимальных цен (коммерческая диспетчеризация) в соответствии с порядком установления равновесных цен оптового рынка [14].

Предоставленная возможность участникам рынка заключения контрактов на будущие поставки электроэнергии и (или) мощности и на покупку или продажу фиксированного объема электрической энергии и (или) мощности для поставки в оговоренную дату в будущем по согласованной цене, которые обеспечиваются страхованием рисков резкого изменения рыночных цен, снижает финансовые риски на последующих этапах становления оптового рынка электроэнергии.

Всем продавцам и покупателям электроэнергии, соблюдающим установленные правила и удовлетворяющим требованиям по минимальному объему производства (для производителей) или оборота электроэнергии (для прочих участников рынка), обеспечена возможность свободного выхода на рынок.

Тарифы на электрическую энергию на ОРЭМ состоят из следующих составляющих: производство электроэнергии (затраты генерирующих станций); тариф на передачу электроэнергии (затраты на содержание трансформаторных и распределительных подстанций, линий электропередач); сбытовая надбавка. При этом тариф на передачу электрической энергии во всех трех вариантах дифференцируется по четырем уровням напряжения (киловольт или кВ): высокое (110 кВ и выше); среднее первое (35 кВ); среднее второе (от 20 кВ до 1 кВ) и низкое (0,4 кВ и ниже). Чем больше длина линий электропередач, число трансформаторных или распределительных подстанций, участвующих в процессе передачи электроэнергии, тем больше и затраты на их содержание и тем выше тариф.

ООО «ММК» для расчетов за потребленную электроэнергию использует одноставочный тариф.

Расчет стоимости электроэнергии по одноставочному тарифу за месяц приведен в таблице 5.1

Возможность существенно снизить стоимость электроэнергии дает покупка электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Количество игроков рынка постоянно увеличивается. Основным инструментом конкурентной борьбы на ОРЭМ является снижение затрат потребителей на электроснабжение.

						13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата			45

Таблица 5.1 – Расчет стоимости электроэнергии при использование одноставочного тарифа

Показатель	Значение
Объем энергии, кВтч	451 681
Рыночная цена на энергию, руб./МВтч	1 765,39
Услуги (ЦФР, АТС), руб./МВтч	3,4
Услуги (Сбытовая надбавка), руб./МВтч	149,19
Тариф на передачу, руб./МВтч	1 527,85
Итоговая цена, руб./МВтч	3 445,83
Суммарная стоимость, руб.	1 556 416

Выход на ОРЭМ доступен крупным предприятиям с присоединенной мощностью энергопринимающего оборудования не менее 750 киловатт. Для этого предприятию необходимо организовать коммерческий учет электроэнергии, выбрать поставщика электроэнергии, тариф и оформить все необходимые документы.

На рынке ОРЭМ доступно три тарифа на электрическую энергию для оплаты за потребленные энергоресурсы:

- одноставочный, т. е. тариф по действующей схеме;
- двухставочный, включающий ставку за 1 мегаватт час (1000 кВт-ч) электрической энергии и ставку за 1 мегаватт (1000 кВт) электрической мощности;
- одноставочный, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Двухставочный тариф состоит из двух составляющих: ставки за энергию (в руб./МВт-ч), или условно переменные затраты, т. е. топливо и оплаты за мощность (в руб./МВт-мес.).

Расчет стоимости электроэнергии по двуставочному тарифу за месяц приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет стоимости электроэнергии при использование двухставочном тарифе

Показатель	Значение
Объем энергии, кВтч	451 681
Объем мощности, кВт	896,5
Рыночная цена на энергию, руб./МВтч	952,03
Рыночная цена на мощность, руб./МВт за месяц	537 495,68

Окончание таблицы 5.2

Показатель	Значение	
Услуги (ЦФР, АТС), руб./МВтч	3,4	
Услуги (Сбытовая надбавка), руб./МВтч	149,19	
Тариф на передачу	Энергия, руб./МВтч	316,73
	Мощность, руб./МВт	637 477,53
Итоговая цена	Энергия, руб./МВтч	1 421,35
	Мощность, руб./МВт	1 174 973,21
Суммарная стоимость, руб.	1 355 323	

Для перехода расчетов по двухставочному тарифу необходимо наличие интегрального прибора учета у потребителя. Так же должна быть определена максимальная величина мощности обеспечения электропотребления, обусловленная составом электрооборудования предприятия на каждый расчетный месяц. После чего расчет за электроэнергию будет производиться по ставке за энергию потребленную в соответствующем расчетном месяце и ставке за мощность исходя из установленной величины мощности в том или ином месяце.

Зонный тариф делит сутки на временные промежутки. ООО «Башэлектросбыт» поставляющая электроэнергию в Республике Башкортостан предлагает двух- и трехзонный тариф:

- две зоны: день и ночь;
- три зоны: ночные, пиковые и полупиковые часы.

Расчет стоимости электроэнергии за месяц по данным тарифам приведен в таблицах 5.3-5.4.

Таблица 5.3 – Расчет стоимости электроэнергии при двухзонном тарифе

Показатель	Значение	
Объем энергии по ночной зоне, кВт	150 000	
Рыночная цена на энергию, руб./МВтч	Ночная зона	879,14
	Дневная зона	3 034,92
Услуги (ЦФР, АТС), руб./МВтч	3,4	
Услуги (Сбытовая надбавка), руб./МВтч	149,19	
Тариф на передачу, руб./МВтч	1 527,85	
Итоговая цена, руб./МВтч	Энергия, ночная зона	2 559,58
	Энергия, дневная зона	4 715,36
Суммарная стоимость энергии, руб.	ночная зона	
	дневная зона	383 937,00
Итого, руб.	1 806 472	

Таблица 5.4 – Расчет стоимости электроэнергии при трехзонном тарифе

Показатель	Значение	
Объем энергии по ночной зоне, кВт	150000	
Объем энергии по полупиковой зоне, кВт	226 221	
Объем энергии по пиковой зоне, кВт	75460	
Рыночная цена на энергию, руб./МВтч	Ночная зона	879,14
	Полупиковая зона	1 246,53
	Пиковая зона	3 890,71
Услуги (ЦФР, АТС), руб./МВтч	3,4	
Услуги (Сбытовая надбавка), руб./МВтч	149,19	
Тариф на передачу, руб./МВтч	1 527,85	
Итоговая цена, руб./МВтч	Энергия, ночная зона	2 559,58
	Энергия, полупиковая зона	2 926,97
	Энергия, пиковая зона	5 571,15
Суммарная стоимость энергии, руб.	ночная зона	383 937,00
	полупиковая зона	662 142,08
	пиковая зона	420 398,98
Итого, руб.	1 466 478	

Предприятиям с круглосуточным режимом работы, применение зонного тарифа позволяет сэкономить расходы на электроэнергию. Так как тариф стимулирует потребителя снижать нагрузки в часы максимумов и заполнять ночные часы минимумов нагрузки, зонный тариф применим на предприятиях способных менять потребление электроэнергии в течении суток в широких пределах и на различные продолжительности времени. Для применения зонного тарифа у потребителя обязательно наличие многотарифного прибора учета.

Разнообразие тарифов на оптовом рынке электроэнергии и мощности позволяет предприятиям с различными графиками потребления электроэнергии выбрать наиболее оптимальный тариф, что может существенно снизить издержки на электроэнергию. Обязательным условием для покупки электроэнергии на ОРЭМ является наличие у потребителя для коммерческих расчетов системы точного учета потребленной электроэнергии и мощности, т.е. наличие у потребителя АСКУЭ.

После сравнения стоимости оплаты за электроэнергию по различным тарифам (рисунок 5.1) видно что для данного предприятия с относительно равномерным графиком нагрузки в течении суток двухставочный тариф позволяет снизить стоимость затрат на электроэнергию.

Определив капитальные вложения на внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и мощности можно определить экономическую эффективность.

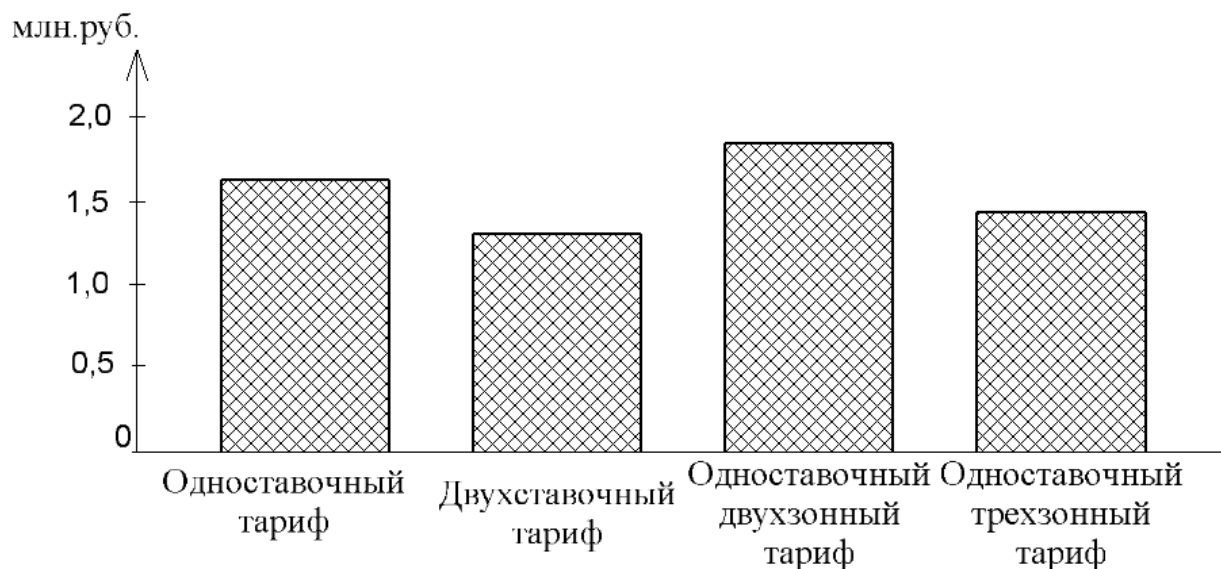


Рисунок 5.1 – Сравнение стоимости оплаты

Капитальные вложения при внедрение АСКУЭ складываются из стоимости покупки основного и вспомогательного оборудования, проектных работ, транспортных расходов, затрат на монтажные и пуско-наладочные работы [16].

Стоимость проектных работ по разработке проекта системы автоматизированного учета и контроля составляют 830 500 руб., [17].

Расчет стоимости устанавливаемого основного оборудования и стоимость вспомогательного оборудования принята в размере 10% от стоимости основного оборудования приведен в таблице 6.5.

Таблица 5.5 – Расчет стоимости оборудования

Наименование	Цена, руб./шт.	Количество, шт.	Стоимость, руб.
Счетчик СЕ 303 S34 JAGVZ 305	19200	2	38 400
Счетчик СЕ 303 S34 JAPVZ 345	5 950	7	41 650
Счетчик СЕ 303 S34 JAPVZ 645	4 850	7	33 950
Устройство сбора данных УСПД СЕ 805 М	31 500	1	31 500
Программное обеспечение	15 000	1	15 000
Стоимость оборудования основного			160500
Стоимость оборудования вспомогательного			16 050
Итого			176 550

Транспортные расходы принимаются в размере 10% от стоимости оборудования, стоимость монтажных работ – 30% от стоимости оборудования и

транспортных расходов, стоимость пуско-наладочных работ – 50% от затрат на оборудование, транспортировку и монтаж. При уточненных расчетах транспортно-заготовительные расходы определяют по действующим тарифам, а затраты на монтаж оборудования, наладку и ввод в действие — по договорам с предприятиями-исполнителями работ.

Расчет капитальных затрат на внедрение системы АСКУЭ приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет капитальных вложений на внедрение системы

Наименование	Стоимость, руб.
Проектные работы	830 500
Оборудование основное	160 500
Оборудование вспомогательное	16 050
Транспортные расходы	17 655
Монтажные работы	58 262
Пуско-наладочные работы	126 233
Итого	1 209 200

Годовой экономический эффект от выхода на ОРЭМ и перехода на двухставочный тариф на оплату за электроэнергию определяется по разности приведенных затрат:

$$\mathcal{E}_Г = (S_1 - S_2) - E_H \Delta K, \quad (6.1)$$

где S_1 — текущие затраты на годовой объем электроэнергии при базовом варианте, руб/год;

S_2 — текущие затраты на годовой объем электроэнергии при предлагаемом варианте, руб/год;

E_H — нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений, $E_H = 1/30$;

ΔK — дополнительные капитальные вложения по предлагаемому варианту, руб.

$$\mathcal{E}_{ус.год} = (566416 - 1355323) \cdot 12 - \frac{1}{30} \cdot 1209200 = 2492809, \text{ руб.}$$

Технико-экономические показатели внедрения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии на предприятии приведены в таблице 5.7.

По показаниям технических приборов учета можно получить дополнительную экономию за счет снижения технологических потерь,

связанных с нарушением технологического цикла и неэффективным использованием оборудования.

Таблица 5.7 – Технико-экономические показатели внедрения АСКУЭ

Показатель	Единица измерения	Значения по вариантам	
		базовый	проектный
Мощность установленного оборудования	кВт	1545,5	1545,5
Расчетная активная мощность	кВт	896,5	896,5
Потребляемый объем электроэнергии	кВтч	451681	451681
Стоимость электроэнергии	руб./год	18 796 992	16 263 876
Капитальные вложения	руб.	–	1 209 200
Годовой экономический эффект	руб./год	–	2 492 809
Срок окупаемости капитальных вложений	лет	–	0,48

Технологические потери можно свести к минимуму совершенствованием технологических процессов, а технические потери связанные с использованием персоналом производственного оборудования в личных целях; с незаинтересованностью и безразличием персонала на рабочих местах к энергопотерям разного вида сводятся к минимуму на основе технического энергоучета проведением организационно-технических мероприятий:

- введение норм потребления энергоресурсов подразделениями предприятия при материальном стимулировании работников по показаниям АСКУЭ за экономию энергоресурсов.

На различных промышленных предприятиях указанные составляющие энергопотерь имеют разный удельный вес и в целом могут достигать 15-30 и более процентов от общего энергопотребления предприятия. Учет, контроль и минимизация этих составляющих возможны только при автоматизации энергоучета и являются одной из главных целей энергосберегающих мероприятий на предприятии и его объектах.

Выводы по разделу пять:

В результате сравнения стоимости электроэнергии по различным тарифам выбран двухставочный тариф, который позволяет снизить на 13,5 % издержки на электроэнергию. А также обеспечивает годовой экономический эффект в размере 2 492 809 руб., и окупаемость внедрения АСКУЭ в течение полугода.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

В результате внедрения АСКУЭ на «Месягутовский молочноконсервный комбинат», оператор в процессе выполнения трудовых обязанностей подвергается действию вредных производственных факторов, ведущих к его утомлению. Данные производственные факторы можно разделить на четыре типа: техника; микроклимат; эмоциональные факторы; нарушение режима труда и отдыха.

К первому типу относятся: высокое содержание углекислого газа и низкое содержание кислорода в воздухе, повышенная температура среды, повышенная или пониженная влажность приводят к быстрому утомлению человека, снижению его внимания, уменьшению объема оперативной памяти, скорости выполняемой работы.

Ко второму типу факторов относятся действие механических сил ведущие к появлению вибрации; шумов; физические нагрузки, в связи с длительным пребыванием в положении сидя и многие другие затрудняют длительную работу, вызывают утомление, а изменение освещенности или недостаточная освещенность способствуют развитию профессиональных заболеваний, таких как близорукости.

Третьему типу факторов, принадлежат в основном факторы связанные с нарушением режима труда и отдыха: после утомления недостаточное время для восстановления сил; неправильно использованное время перерывов между работой, непродуманно спланированное время труда и отдыха.

К четвертому типу относятся умственные и зрительные напряжения; нагрузки нервно-психические; переизбытки информации; время наступления утомления человека и выраженность, цветовое оформление помещения и спектральные характеристики используемого света; от этого зависит надежность приема информации человеком, психологическое и физиологическое состояние человека.

Также к опасным и вредным факторам относятся:

- неисправное электрооборудование, которое может привести к поражению электрическим током;
- персональный компьютер, монитор - источники электромагнитного излучения, которое оказывает влияние на нервную и сердечно-сосудистую систему человека;

6.2 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса.

Параметры микроклимата на рабочем месте нормируются в зависимости от времени года, по энергозатратам на категории работ и избытку тепла. По

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		52

энергозатратам вычислительная работа, проводимая в данном помещении, принадлежит к категории «лёгкая физическая», ее характеристики указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Тип работы по энергозатратам

Работа	Категория	Энергозатраты организма	Характеристика работы
Лёгкая физическая	1б	От 500,5 до 625,5 кДж/ч (150 ккал/ч)	Производится в положении сидя, стоя, или связанная с ходьбой, но не требующая систематического, физического напряжения или поднятия и переноски тяжестей.

Согласно СанПиН 2.2.2.542 – 96 в производственном помещении относительная влажность, скорость движения воздуха и температура на рабочем месте, в котором работа выполняется на ПК, должны удовлетворять действующим санитарным нормам.

Допустимые нормы для рабочего места с ПК представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Допустимые нормы для помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (температура наружного воздуха +10°С и ниже)	Лёгкая – 1б	От 21 до 23	От 40 до 60	0,1
Тёплый (температура наружного воздуха выше +10°С)	Лёгкая – 1б	От 22 до 24	От 40 до 60	0,2

Рабочее место для выполнения работ в положении сидя должно соответствовать требованиям эргономики и требованиям технической эстетики

Таблица 6.3 — Нормативные значения эргономических параметров рабочего места

Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
рабочий стол (рабочая поверхность)		
- высота, мм	полы	От 680 до 800 при регулировке, 725 без регулировки.
- ширина, мм	край стола	От 800 до 1400

Окончание таблицы 6.3

Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
- глубина, мм	передний край стола	От 600 до 800
рабочий стул		
- высота поверхности стула, мм	полю	450
- угол наклона поверхности стула, град	горизонтальная плоскость	5
- ширина сиденья, мм	край сиденья	400
- глубина сиденья, мм	передний край сиденья	Более 400
- высота спинки стула, мм	поверхность сиденья	350
- радиус кривизны спинки стула, мм	середина спинки, горизонтальная плоскость	Более 400
- угол наклона спинки стула, град.	поверхность сиденья, вертикальная плоскость	25°

Параметр считается соответствующим требованиям, если его значение отклоняется от нормативного не более чем на ± 10 мм (по линейному параметру) и на 1° (по угловому параметру).

Источниками шума в помещениях, где работают инженерно-технические работники, выступают работающие оргтехника и периферийные устройства. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 2014 ПДУ звука 50 дБА.

Освещение стола на поверхности в зоне расположения рабочего документа должно находиться в пределах от 300 до 500 лк, при этом яркость документа должна быть не менее 85 кд/м^2 .

Яркость находящихся в поле зрения светящихся поверхностей: окон, светильников и др., не должна превышать 200 кд/м^2 , бликов на мониторах ПК не более 40 кд/м^2 , потолка не превышать 200 кд/м^2 при применении систем отраженного освещения.

6.3 Охрана труда

Профилактические и ремонтные работы должны производиться персоналом, прошедшим специальную подготовку и имеющим квалификационную группу не ниже третьей.

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата						

Замена неисправных элементов проводится на обесточенном устройстве. Реализация внешнего вида конструкций должна предусматривать отсутствие острых, колющих и режущих кромок, представляющих потенциальную опасность травмирования.

При обслуживании и ремонте оборудования используются следующие средства защиты:

- изолированный инструмент;
- указатель напряжения (УИН – 2).

При оценке условий труда учитываются время воздействия электромагнитного поля и характер облучения. Средства и методы защиты от электромагнитных полей делятся на: организационные, инженерно-технические и лечебно-профилактические.

Наиболее рациональными к применению являются инженерно-технические меры защиты герметизация элементов схемы, блоков, узлов установки в целом и рациональное размещение оборудования.

Основными защитными мерами от поражения током являются:

- обеспечение недоступности для случайного прикосновения токоведущих частей находящихся под напряжением;
- устранение возможности поражения при появлении напряжения на корпусах электрооборудования, что достигается применением малого напряжения, выравниванием потенциала, использованием двойной изоляции, защитным отключением, защитным заземлением, применением специальных электрозщитных средств (переносных приборов и приспособлений);
- организация безопасной эксплуатации электроустановок.

6.4 Производственная санитария

На основании аттестации рабочих мест по условиям труда устанавливается вид трудовой деятельности, тяжесть и напряженность рбот. Выполняемые оператором работы относятся к первой категории тяжести, при этом физические усилия составляют до 174 Вт. Такие работы не требуют систематического мышечного напряжения и производятся сидя или стоя.

Для обеспечения параметров микроклимата в соответствии с нормами производственных помещений для категорий 1б рекомендуется применять системы вентиляции и отопления. Меры по оздоровлению среды конкретного помещения разрабатываются с учетом причин (пониженная влажность из-за нагреваемых частей аппаратуры или отопления, скопление пыли).

Для поддержания заданных значений температуры и влажности рекомендуется применять кондиционирование и вентиляцию. Вентиляция воздуха обеспечивается путем воздухообмена в помещении в результате действия ветрового и теплового напоров, получаемых из-за разной плотности воздуха снаружи и внутри помещения. Организованная естественная вентиляция осуществляется аэрацией. Аэрация предусматривает бесканальный обмен

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		55

воздуха через окна, форточки, фрамуги и т.п. Если в закрытом помещении отсутствует вентиляция, то происходит повышение концентрации углекислого газа и других вредных веществ что может оказать негативное воздействие на самочувствии людей, вызывать головную боль, сонливость, привести к потере работоспособности. Периодическим проветриванием помещения проблему частично можно решить, однако в этом случае вместе с воздухом внутрь помещения попадает пыль, различные запахи, шум. Для достижения требуемых параметров наиболее подходящим является кондиционирование воздуха.

Системы кондиционирования и отопления следует монтировать таким образом, что бы холодный и теплый воздух, не направлялись на работников в помещениях. Перепад температуры от уровня пола до уровня головы не должен превышать 5°C.

Естественное освещение в помещении реализуется за счет бокового освещения и характеризуется коэффициентом естественной освещенности (к.е.о.), величина которого нормируется СНиП 23–05–95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования». По конструктивному исполнению различают следующие системы искусственного освещения:

– общее - освещение, при котором светильники размещаются в верхней зоне помещения равномерно (общее равномерное освещение) или применительно к расположению оборудования;

– комбинированное - освещение, при котором к общему освещению добавляется местное, концентрирующее световой поток непосредственно на рабочем месте.

Помещения с компьютером должны иметь как естественное так и искусственное освещение.

Естественное освещение осуществляется через световые проёмы (окна), направленные в основном на север и северо-восток.

Искусственное освещение осуществляется системами общего равномерного освещения, светильники располагаются над столом локализовано ближе к переднему краю стола, направленному к сотруднику. Источниками света применяются лампы накаливания, люминесцентные лампы с повышенной частотой мерцания, светодиодные лампы.

Расчет искусственного освещение в операторной.

Размеры помещения: длина А=9м; ширина В=6,7м; высота Н=2,75м. Система освещения общая равномерная, светильники типа НСО1 с лампами которые имеют следующие характеристики: мощность W=150Вт, напряжение питания U=220В.

Расчет выполняется методом коэффициента использования светового потока, в следующем порядке [19]:

1) определяется высота подвеса светильника над рабочей поверхностью

$$H_{\Pi} = H - h_p - h_c, \quad (6.1)$$

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		56

где H – высота рассматриваемого помещения, $H=2,75$ м;
 h_p – высота рабочей поверхности, $h_p=0,8$ м;
 h_c – высота светильника, $h_c=0,45$ м.

$$H_{\Pi} = 2,75 - 0,8 - 0,45 = 1,5 \text{ м.}$$

2) определяется индекс помещения i

$$i = \frac{A \cdot B}{H_{\Pi} \cdot (A + B)}, \quad (6.2)$$

где A – длина рассматриваемого помещения, м;
 B – ширина рассматриваемого помещения, м;
 H_{Π} – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью, м.

$$i = \frac{9 \cdot 6,7}{1,5 \cdot (9 + 6,7)} = 2,56 \approx 2,5$$

3) выбирается коэффициент использования светового потока лампы (%), зависящий от типа лампы, типа светильника, коэффициента отражения потолка и стен, высоты подвеса светильников и индекса помещения, $\eta=65\%$.

4) выбирается коэффициент запаса $K = 1,4$;

5) определяется количество светильников N , шт., при условии равномерного освещения

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{100 \cdot E_{\text{н}} \cdot S \cdot Z \cdot K}{N \cdot n \cdot \eta}, \quad (6.3)$$

выразим N :

$$N = \frac{100 \cdot E_{\text{н}} \cdot S \cdot Z \cdot K}{\Phi_{\text{л}} \cdot n \cdot \eta}, \quad (6.4)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток одной лампы, составляет 2300 лм;

$E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещенность, составляет 200 лк;

S – площадь освещаемого помещения, м^2 ;

Z – коэффициент минимальной освещенности, определяемый отношением $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$ значения которого, для люминесцентных ламп – 1,1;

K – коэффициент запаса, равный 1,4 ;

n – число ламп в светильнике, равно 2;

γ – коэффициент затенения рабочего места работающим, равно 0,9;

η – коэффициент использования светового потока лампы (%), зависящий от типа лампы, типа светильника, коэффициента отражения потолка и стен, высоты подвеса светильников и индекса помещения i , равный 65%.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		57

$$N = \frac{100 \cdot 200 \cdot 60,3 \cdot 1,1 \cdot 1,4}{2300 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 65} = 6,9 \approx 7 \text{ шт.}$$

Принимаем N=7 штук. В помещении искусственное освещение осуществляется с помощью 7 светильников по 2 лампе. Непосредственно на рабочих столах предусматривается установка местного освещения. Осветительные установки не должны создавать слепящих бликов, а также необходимо исключить попадание в глаза прямого света. Освещенность рабочих мест составляет 200лм при норме освещения 200лм, следовательно, установка дополнительного освещения не требуется.

Кроме освещенности большое влияние на деятельность оказывает цветное оформление помещения и спектральные характеристики используемого света. Рекомендуется применение тонов теплой гаммы, что создает впечатление бодрости, возбуждения и замедленного течения времени, а также вызывает у человека ощущение тепла.

Нормальный режим труда и отдыха работников, предусматривает строгое соблюдение регламентированных перерывов. Для обслуживающего персонала — операторов, рабочий день которых составляет 8 часов, с перерывом на обед.

В соответствии с особенностями трудовой деятельности и характером функциональных изменений в различных системах организма в режиме труда должны быть введены два или три перерыва длительностью 10 минут каждый.

6.5 Эргономика и производственная эстетика

Выполнение трудовых операций на рабочем месте обеспечивается в пределах зоны досягаемости. Зоны досягаемости для средних размеров тела человека приведены на рисунках 6.1 и 6.2.

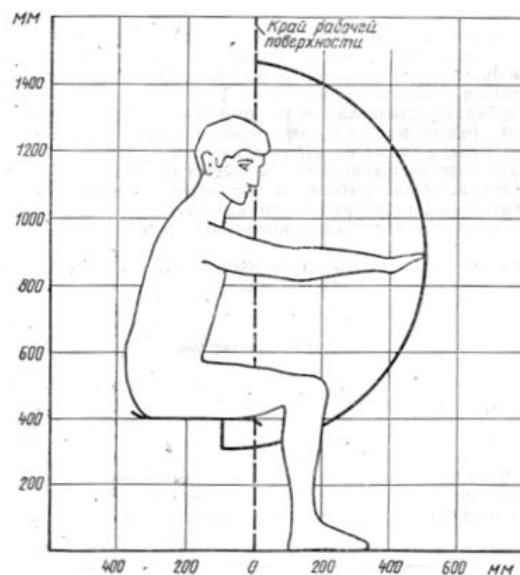


Рисунок 6.1 – Зона досягаемости в вертикальной плоскости

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		58

Размещение работника на рабочем месте должно обеспечивать оптимальное положение, при помощи регулируемого по высоте сиденья и использования для ног подставки. Пространство под столом является не менее важным фактором, оно должно быть достаточным для удобного сгибания и разгибания коленей ног.

Для попадания в зону досягаемости большей части поверхности стола, он должен иметь криволинейную форму. Так как работа оператора включает в себя работу за персональным компьютером а так же бумажную работу. Соответственно стол помимо мест для клавиатуры, монитора и системного блока должен иметь так же дополнительные места и ящики, чтобы разгрузить рабочее пространство от бумагами, к тому же позволять изменять глубину расположения монитора. Столешница должна быть площадью не менее 1 м². Уменьшение вибрации от техники достигается за чет массивности стола.

Кресло должно обеспечивать удобную рабочую позу, не нарушающую рециркуляция крови. Для чего необходимо уменьшит нагрузку на позвоночник что обеспечивается креслом с упругой спинкой анатомической формы. Для снятия нагрузки с мышц плечевого пояса, применяется кресло с возможностью поворота и подлокотниками, изменением угла наклона и высоты сиденья и спинки. Важно, чтобы регулировки были легко осуществимыми, независимыми и надежно фиксируемыми.

Расположение монитора на столе должно быть на удалении минимум от 50 до 60 см от глаз с расположением верхней границы не ниже 15 см., или на уровне глаз. Важным является так же технические параметры монитора, такие как разрешение, частота обновления кадров. В виду того что оператору приходится иметь дело с информацией графического вида к параметрам монитора предъявляются определенные требования: плоскоэкранный монитор с диагональю от 17"; разрешением – 1024*768 или 1280*1024; частой обновления кадров не меньше 100 Гц.

При работе с ПК на размещение рабочего места существенно значимым являются влияние вибрационных характеристик так как деятельность человека довольно чувствительна к вибрационной обстановке и вибрация отрицательно воздействует на технику.

Цвета стен помещений могут быть желтого цвета с красно-зелеными цветовыми вкраплениями. Желтый и красный теплые цвета, динамические, приводящие к кратковременному повышению производительности труда, стимулирующие деятельность, вызывают: ощущение тепла; производят оживляющее впечатление. Зеленый – цвет холодный, успокаивает, облегчает напряжение глаза, способствует душевной сосредоточенности и сохранению неизменной производительности труда. Такое сочетание цветов снимет умственное утомление и поспособствует умственной деятельности.

Пол из ламината темно-коричневого теплого цвета, который смягчает возбудимость.

Мебель светло-коричневого цвета, он стабилизирует раздражение.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		60

Окраска в такие цвета помещения снижает утомляемость, улучшает усвоение информации, что особенно важно при такой работе.

Помещение украшается цветами, расположенными на подоконниках, полочках, кашпо и т.д. За счет декоративных растений уменьшается запыленность, повышается влажность, смягчаются шумы.

6.6 Противопожарная и взрывобезопасность

Пожар представляет собой особую опасность, так как вызывает большие материальные потери и возможные человеческие жертвы. Пожары могут возникнуть при наличии источника зажигания и взаимодействии горючих веществ и окислителя. Горючими веществами являются строительные материалы отделки помещений, полы, двери, окна и прочее. Источником возгорания могут стать устройства питания, электронные схемы, где в случае различных нарушений могут образоваться перегретые элементы, электрические дуги и искры, способные вызвать возгорание горючих элементов. Опасность взрыва отсутствует. Помещение относится к категории Д.

Прежде всего успех ликвидации пожара зависит от быстроты оповещения о его начале. Поэтому необходимо оборудовать помещения пожарной сигнализацией. Так же необходимо проводить инструктаж с обслуживающим персоналом с оформлением записи в журнале инструктажей под роспись, для предупреждения пожаров. Так же раз в квартал необходимо производить очистку от пыли оргтехники и мебели. Запрещается на рабочем месте: курить, применять электронагревательные приборы, оставлять без наблюдения включенную в сеть электрические приборы.

Для ликвидации пожаров в начальной стадии применяются первичные средства пожаротушения: огнетушители ручные и передвижные; сухой песок; асбестовые одеяла и другие. Типы применяемых огнетушителей: ОП-10, ОХВП-10, ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, ОП-5-07. Для ликвидации пожаров пожарные краны установлены в доступных и заметных местах: в коридорах, на площадках, лестничных клетках.

6.7 Экологическая безопасность

Основными физическими факторами окружающей среды, оказывающими неблагоприятное влияние на здоровье человека, являются шум, вибрация, электромагнитные излучения, электрический ток.

Источники электромагнитного излучения – это различные промышленные установки, радиолокационные, радио- и телевизионные станции, приборы, в том числе бытовые.

В значительной степени вредное воздействие окружающую среду оказывает электрическое поле. По характеру различают три уровня воздействия:

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		61

- непосредственное воздействие, проявляется при пребывании в электрическом поле, с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем эффект этого воздействия усиливается;

- воздействие импульсных разрядов (импульсного тока), возникает при прикосновении к изолированным от земли конструкциям, протяженным проводникам, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу человека, или при прикосновении к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам изолированного от земли человека;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами – крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками.

Рабочее место оператора не представляет опасности с экологической точки зрения.

Элементы, входящие в состав схем, не опасны для здоровья людей и не являются загрязнителями окружающей среды. Составные части системного блока персонального компьютера могут быть источниками вибрации в случае их износа или поломки. Вибрация устраняется заменой неисправного элемента на новый. Но уровень шума, создаваемый ими не превышает допустимых норм. Мониторы являются источником электромагнитного излучения, но так как оператор находится на расстоянии от них, то вредного влияния на организм и на окружающую среду не оказывается.

В процессе работы образуются отходы, к которым относятся бумага, гибкие проводники, электронные элементы модулей, лампы накаливания, диодные лампы. Данные отходы могут утилизироваться в контейнерах для мусора. Предприятием производятся отчисления за утилизацию твердых отходов.

6.8 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций

Российская система предупреждений и действий в ЧС призвана решать значительно большой круг задач.

Основная задача – проведение мероприятий:

- по предупреждению аварий, катастроф и стихийных бедствий;
- по обеспечению безаварийной работы;
- по максимальному снижению разрушений, людских и материальных потерь в случае возникновения непредвиденных аварийных обстоятельств;
- по повышению устойчивости.

Они охватывают инженерную, радиационную, химическую, медицинскую защиту.

При возникновении ЧС решается комплекс специальных задач по ликвидации последствий, важнейшим из которых является проведение спасательных и других неотложных работ, направленных на спасение жизни и сохранение здоровья людей, на локализацию зон чрезвычайных ситуаций, прекращение действия характерных для нее опасных факторов. Мероприятия по

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		62

подготовке и проведению спасательных и других неотложных работ в зоне ЧС тесно связаны с мероприятиями по обеспечению устойчивости работы объекта. Мероприятия по повышению устойчивости работы объектов будут экономически обоснованы, если они максимально увязаны с задачами, решаемыми в период безаварийной работы объекта, улучшения условий труда, совершенствования производственного процесса [20].

Внедрение системы автоматизированного коммерческого учета электроэнергии способствует процессу выявления аварийных режимов работы электрооборудования на предприятии предупреждению аварий. Вследствие чего уменьшается вероятность возникновения, минимизируется масштаб, и ущерб аварии, если она произойдет.

Заблаговременная подготовка работников и ведущих специалистов к взаимозаменяемости повышает устойчивость управления и относится к организационным мероприятиям.

Практическое обучение работников оказанию первой доврачебной помощи пострадавшему на работе осуществляется по специальной программе и является медицинским обеспечением.

При возникновении опасности производится оповещение с помощью внутриобъектового радио и сирены.

Операторская, в которой устанавливаются комплексы АСКУЭ расположены в административно-бытовом комплексе (АБК). Наиболее вероятными стихийными бедствиями, которые могут возникнуть в районе расположения АБК, являются подтопление, пожар и выброс ядовитых веществ в атмосферу.

В районе расположения АБК находятся несколько производственных корпусов, которые в своем технологическом процессе используют ядовитые вещества, такие как аммиак. При возникновении аварийной ситуации на предприятии: разгерметизация емкости для хранения ядовитых веществ; нарушение технологического процесса; террористический акт и другие, появляется опасность выброса вредных веществ в атмосферу. Облако ядовитых веществ распространится по району АБК за считанные минуты, в результате чего может произойти массовое отравление людей.

Противопожарная профилактика – это организационные и технические мероприятия по предупреждению локализации и ликвидации пожаров, и по обеспечению безопасной эвакуации людей и материальных ценностей в случае пожара.

Самые частые причины пожаров это: нарушения правил пожарной безопасности; наущение технологических процессов; неправильная эксплуатация электросети и оборудования; грозовые разряды.

При борьбе с пожарами их ликвидация состоит из остановки огня, его локализации тушения и последующей охраны места возгорания.

Выбор средств и методов тушения пожаров зависит от стадии пожара и горючих веществ.

						13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата			63

Спасение людей — главная задача спасательных работ при пожарах. Из зон возможного распространения пожара эвакуируются люди и материальные ценности. В первую очередь разыскивают людей, оказавшихся в горящих районах зданиях и сооружениях. Розыск людей осуществляют в целях безопасности парами: один спасатель разыскивает, а второй страхует его с помощью веревки, находясь в более безопасном месте. В условиях сильного задымления спасательные работы проводят с использованием СИЗОД.

Безопасность человека, эксплуатирующего комплекс АСКУЭ, гарантируется тем, что при выходе из строя элемента, повлекшего за собой ненормальную работу, срабатывает система защиты по току, приводящая к отключению питания комплекса. Также предусмотрено ручное отключение комплекса (при выходе из строя электроники).

При обслуживании комплекса, в случае обнаружения дыма, запаха и др. следует немедленно отключить устройства от сети и далее действовать в соответствии с правилами гражданской обороны в данной ситуации. В случае нахождения вблизи детей или людей, не способных самостоятельно передвигаться, необходимо организовать их эвакуацию в безопасное место.

Вывод по разделу шесть:

Выбраны нормативные значения эргономических параметров рабочего места, рассчитано освещение помещения, которое показывает, что при условии искусственного освещения необходимо установить 7 светильников. Разработаны мероприятия по снижению воздействия отрицательных и вредных факторов (электромагнитных полей, утомлению глаз и снижению остроты зрения) при работе оператора на персональном компьютере. Предусмотрены мероприятия достаточные для обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций. Рабочее место оператора не представляет экологической опасности. Элементы автоматизированной системы не являются загрязнителями окружающей среды.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		64

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе разработана системы автоматизированного коммерческого учета электроэнергии «Месягутовского молочноконсервного комбината».

Выполнен расчет электрических нагрузок. Установленная мощность электроприемников равна 1545,5 кВт, Расчетная активная мощность – 896,5 кВт. На основании расчета проверены установленные силовые трансформаторы, коэффициент загрузки в рабочем и аварийном режиме равны соответственно 0,45 и 0,91.

Разработана структурная схема автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии. Выбрано оборудование ОА «Концерн Энергомера»: для технического учета счетчики CE 303 S34 JAPVZ 345, для коммерческого учета – CE 303 S34 JAGVZ 305, устройство сбора данных УСПД-СЕ 805 МС и другое оборудование для организации каналов связи.

АСКУЭ обеспечила точный учет потребления электроэнергии как от поставщиков, так и сторонним потребителям внутри предприятия, тем самым дав возможность предприятию покупать электроэнергию на ОРЭМ. Выход на ОРЭМ позволяет снизить издержки предприятия на электроэнергию.

Дополнительно АСКУЭ обеспечила предприятие возможностью:

- оперативного контроля и управления потреблением энергоносителей;
- рационального планирования режимов работы производства;
- выявления технологических потерь и несанкционированных точек потребления энергоносителей.

Капитальные затраты на внедрение системы составляют 1 209 200 руб. Сравнение действующих на ОРЭМ тарифов на электроэнергию, показало что только за счет выхода на ОРЭМ и смены тарифа АСКУЭ позволяет получить годовой экономический эффект в размере 2 492 809 руб. Срок окупаемости проекта составляет 0,48 года, что свидетельствует о целесообразности работы.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрена организация рабочего места оператора автоматизированной системы, выполнен расчет искусственного освещения. Отдельно рассмотрены вопросы экологической безопасности и вопросы обеспечения безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций. Таким образом цель выпускной квалификационной работы достигнута, задачи решены.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		65

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Постановление Правительства РФ от 12 июля 1996 г. N 793 "О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)"

2 Месягутовский молочноконсервный комбинат ООО «ММК» - <http://mmkreb.ru/>.

3 РД-34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования.- М.: РАО «ЕЭС России», 1998. – 8 с.

4 Типовые технические требования к средствам автоматизации контроля и учета электроэнергии и мощности для АСКУЭ энергосистем. — М.: РАО «ЕЭС России»,

5 Тюнев, А. Ю. Автоматизация учета электрической энергии в России и за рубежом / А. Ю. Тюнев // Новости Электротехники. – 2006. – № 5. – С. 16–18.

6 Гуртовцев, А. Комплексная автоматизация энергоучета на промышленных предприятиях и хозяйственных объектах / А. Гуртовцев // СТА. – 1999. №3. – с.44-45.

7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», 1992. – 9 с.

8 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Интермет Инжиниринг, 2005. -672 с.

9 Гурин, Н.А., Электрооборудование промышленных предприятий и установок. Дипломное проектирование: Учеб. Пособие/ Н.А. Гурин, Г.И. Янукович. – Мн.: Выш. шк., 1990. – 238 с.

10 Правила устройства электроустановок 7-е издание [текст]: 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.

11 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения, Методическое пособие для курсового проектирования/ В.П. Шеховцов. – М.: Изд-во ФОРУМ; ИНФРА-М, 2005. — 214 с, ил.

12 АО «Концерн Энергомера» <http://www.energomera.ru>

13 Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г. N 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации".

14 Тукенов, А. А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции / А. А. Тукенов. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 416 с.

15 Федеральная служба по тарифам - Ценовой калькулятор электрической энергии и мощности для юридических лиц - <http://www.fstrf.ru/calc>

16 Великанов К.М. и др. Экономика и организация производства в дипломных работах: учебное пособие для машиностроительной специальности вузов/ изд. 2-е перераб. И доп. Под ред. К.М. Великанова. – М.: Изд-во Машиностроение, 1973

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		66

17 Справочник базовых цен на разработку технической документации на автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) - ЗАО "Научно-производственный центр "ВНИПИ САУ-40" и ТП "ЦЕНТРИНВЕСТпроект" Минстроя России. – 1997 г.

18 Трофимова, С.Н. Методические рекомендации для студентов электротехнических специальностей. Выполнение разделов «Охрана труда», «Экологическая безопасность», «Гражданская оборона» в дипломном проекте// <http://www.zb-susu.ru>.

19 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / сост. С.Н. Трофимова, В.И. Чуманов, В.А. Шишимиров. – Челябинск. Изд-во ЮУрГУ, 2003. – 54 с.

20 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие по дипломному проектированию для студентов технических специальностей / под ред. С.Н. Трофимовой. С.П. Максимов, Т.Б. Балакина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 55 с.

					13.03.02.18.148.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп	Дата		67