

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка АИИСКУЭ для отдельной категории потребителей энергосбытовых компаний

Студент

Е.К. Козлова
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., А.Н.Черненко
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Содержание

Введение.....	4
1 Изучение и оценка уже используемой системы сбора показаний счётчиков и системы автоматизированного учета электроэнергии для отдельных категорий потребителей.....	6
1.1 Определение недостатков в существующих системах учета электроэнергии.....	6
1.2 Достоинства уже функционирующих автоматизированных систем учета электроэнергии.....	7
2 Выбор компонентной базы для создания АСКУЭ для отдельной категории потребителей.....	19
2.1 Разновидности систем АСКУЭ.....	19
2.2 Назначение и выполняемые функции информационно-измерительными системами контроля и учета энергопотребления.....	31
2.3 Структура ИИС.....	33
2.4 Использование PLC-каналов.....	33
2.5 Использование радиоканала.....	36
2.6 Состав ИИС.....	36
2.7 Указания по измерительным схемам, содержащим измерительные трансформаторы.....	44
2.8 Используемая техническая реализация	45
2.9 Создание ИИС	47
2.10 Контроль работоспособности.....	50
2.11 Требования к монтажу.....	52
2.12 Порядок монтажа и подключения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии ИИС, рекомендации по монтажу.....	58

2.13 Прокладка кабельных линий.....	63
3. Технико-экономическое обоснование внедрения системы АСКУЭ.....	72
3.1 Организационно-техническая составляющая электропотребления	73
3.2 Структура коммерческих потерь.....	76
Заключение.....	82
Список используемой литературы.....	84

Введение

Во всем мире сейчас наблюдается повышенный интерес к организации учета электрической энергии. Это обусловлено многими причинами, главной из которых является постоянное удорожание стоимости электроэнергии на всех рынках. Все больше внимания уделяется качеству учета электроэнергии, а именно к точности расчётов ее считывания с приборов учета.

Современный рынок электроэнергии постепенно переходит к таким методам учета электроэнергии, которые позволяют снизить до минимума влияние человека на этот процесс.

Учитывая мировой опыт развития методов учета электроэнергии, можно с определённой долей уверенности сказать, что все большее значение в этих процессах приобретают измерительные системы и сбора данных. Также стоит отметить что основные процессы, представляющие собой основу системы учета электрической энергии, выносятся за пределы одной организационной структуры. Именно, поэтому большое внимание в настоящее время уделяется стандартизации методов учета и сбора информации о потреблении электрической энергии.

Появление новых задач и требований для процесса учета электрической энергии привело к тому, что у энергосбытовых компаниям возникла необходимость в организации информационных объектов, к которым относятся хранилища данных, системы автоматизированного сбора данных и т.д. Эффективность работы таких систем оказывает влияние на множество аспектов деятельности энергосбытовых компаний, определяет прибыльность и стабильность работы таких организаций. Увеличение количества оказываемых компаниями услуг, которое в настоящее время невозможно без применения автоматизированных систем является необходимым условием роста. Чтобы обеспечить такой рост, энергетическим компаниям необходимо увеличивать долю автоматизации своих услуг.

В странах с развитой рыночной экономикой проблема автоматизации процессов, связанных с учетом информации о потребленной (и не только) электрической энергии разрешаются использованием систем АСКУЭ, которые приобретает широкое распространение и показывают высокую эффективность своего использования.

Одной из основных проблем при организации использования систем АСКУЭ, в настоящее время, является организации учета у такой группы потребителей, как физические лица и население. Эта группа наиболее многочисленна, и именно для нее характерны проблемы, связанные с предоставлением недостоверных показаний приборов учета.

Решением указанных проблем должно стать повсеместное использование для организации коммерческого учета электроэнергии специальных систем: автоматизированных систем учета электроэнергии (АСКУЭ). В рамках данной работы будет рассматриваться использование таких систем при сборе показаний электроэнергии у определённой категории потребителей, а именно, граждан, использующих электроэнергию в своих бытовых нуждах.

Целью данной магистерской диссертации является анализ и проектирование системы учета электрической энергии, позволяющей осуществлять сбор показаний со счетчиков определенной группы потребителей, а именно, населения, а также расчет экономической целесообразности внедрения такой системы.

Задачами данной магистерской диссертации являются:

- 1) Изучение и оценка уже используемой системы сбора показаний счётчиков и системы автоматизированного учета электроэнергии для отдельных категорий потребителей;
- 2) Выбор компонентной базы для создания АСКУЭ для отдельной категории потребителей;
- 3) Техничко-экономическое обоснование внедрения системы АСКУЭ.

1 Изучение и оценка уже используемой системы сбора показаний счётчиков и системы автоматизированного учета электроэнергии для отдельных категорий потребителей

1.1 Определение недостатков в существующих системах учета электроэнергии

Чаще всего уже функционирующие системы сбора учета и расчета показаний имеют ряд существенных недостатков, которые в случае, если их игнорировать может привести к серьезным последствиям для отрасли в дальнейшем. К таким факторам можно отнести следующие:

- широко распространенные в настоящее время обходы и объезды, которые используются в сбытовых компаниях для сбора показаний с индивидуальных приборов учета (ИПУ), не обеспечивают необходимого охвата сбора, а также приводят к увеличению численности сотрудников в компании;

- в случае, с обходами необходимо учитывать человеческий фактор, который часто приводит к ошибкам в сборе показаний;

- большие собственные затраты, которые встают перед сбытовыми компаниями в Российской Федерации, связанные с процессом снятия показаний приборов учета для населения, с процессом заключения индивидуальных договоров энергоснабжения, а также выписку счетов для этой категории потребителей;

- категория потребителей – население, является наиболее многочисленной, поэтому остро встает проблема автоматизации процесса выставления счетов за электроэнергию, для избежание ошибок;

- для работы в современных жестких рыночных условиях энергосбытовой компании необходимо иметь возможность предоставлять своим потребителям гибкие тарифы, с возможностью дифференциации по времени суток и уровню потребления.

В настоящее время очень распространены трудности, с которыми сталкиваются энергосбытовые компании при реализации электроэнергии для такой категории потребителей как население. Связаны эти трудности с тем, что при отсутствии автоматизированной системы учета энергосбытовая компания, для определения количества электроэнергии отпущенной населению, например, в многоквартирном жилом доме, вынуждена складывать показания в каждом ИПУ, установленном в жилых помещениях и технические потери в сетях 0,4 кВ.

Такой метод определения объема отпущенной электроэнергии, с учетом сильного искажения получения данных от потребителей во времени, связанного с неточным и/или несвоевременным предоставлением показаний приборов учета, приводит к тому, что распределительной сетевой организации не предоставляется возможным объективно оценить результативность работы гарантирующего поставщика и выявить реальные потери электроэнергии. В результате, распределительная сетевая организация, обслуживающая сети, предназначенные для передачи электроэнергии населению производит расчета «с энергосбытовой компании, посредством определения объема отпущенной электроэнергии для граждан-потребителей «обратным счетом», исходя из объема собранных платежей и среднего отпускного тарифа, установленного Федеральной Службой по Тарифам (ФСТ РФ)» [1].

Избежать влияния данных факторов позволит «автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)» [2].

1.2 Достоинства уже функционирующих автоматизированных систем учета электроэнергии

Использование АСКУЭ для выполнения задач по учету электрической энергии не является чем-то новым для мирового рынка потребления электроэнергии и ее использование для организации учета потребления электрической энергии в производстве и на промышленных предприятиях

показало, что помимо выполнения функций, определенных ее прямым назначением, такая система может осуществлять исполнение и дополнительных функций, таких как «контроль и управление электроэнергией» [2].

«Основными составляющими систем АСКУЭ являются следующие устройства:

- устройства сбора и передачи показаний (УСПД) применяемые для считывания, временного хранения и передачи информации в локальный блок сбора данных. Преимущественно они исполняются в виде многоканальных электросетевых модемов (ЭСМ) с блоком контроля прибора учета и интерфейсным модулем;

- локальные блоки сбора данных (ЛБСД), предназначенные для контроля и управления сетевых модемов, сбора с них информации и передачи её в центральную диспетчерскую службу;

- приборы учета электроэнергии с независимой от внешнего питания памятью, на которой хранятся промежуточные показания и данные;

- центры обработки данных, в которых осуществляется работа по опросу электросчетчиков, обработка полученной информации, удаленное обслуживание этих приборов учета, составление отчетной документации и создание доступной для работы базы данных, предназначенной для расчетов и выставления счетов за потребленную электроэнергию» [2].

Принцип действия такой системы учета заключается в следующем:

- в этажном щитке многоквартирного дома устанавливается многоканальный электросетевой модем, к которому через выход интерфейсного модуля посредством телеметрического кабеля подключается счетчик электроэнергии;

- электросетевой модем, с привязкой ко времени считывания, производит приемку информации;

- «электросетевой модем, принимая информацию, обрабатывает её, происходит привязка показаний индивидуального прибора учета ко времени

считывания и все это сохраняется в энергонезависимой памяти по заданной программе

Для дальнейшей передачи собранной телеметрической информации в локальные блоки сбора данных электросетевой модем преобразует её в вид, позволяющий обеспечить передачу информации по электросети без искажений и потерь. ЛБСД представляет собой автономный аппарат с несколькими устройствами приема и передачи данных. Локальный блок сбора данных устанавливается на вводе в здание или на трансформаторной подстанции. К каждой фазе ЛБСД подключается при помощи встроенных ЭСМ.

Передача информации от локального блока сбора данных на компьютер диспетчера осуществляется по выделенной или коммутируемой линии через последовательный интерфейс и телефонный модем. При рассредоточенных системах сбор первичной информации производится непосредственно из ЛБСД с применением переносных носителей информации, таких как ноутбук или планшет. Один такой блок позволяет обслуживать до 2048 приборов учета.

Пункт центральной диспетчерской (ЦД) представляет собой центр сбора данных индивидуальных приборов учета, их регистрации, обработки, анализа и отображения. Программное обеспечение ЦД логически можно разделить на две составляющие: оперативная связь с ЛБСД и обработка собранной информации.

Все полученные для обработки сведения хранятся в специальной базе данных» [2].

Использование специализированного ПО позволяет обеспечить удовлетворение потребности учета электрической энергии, связанной с документационным обеспечением этого процесса, а именно оформление счетов электрической энергии, из распечатки и обоснование. Также такое ПО позволяет производить расчет баланса электрической энергии (в том числе и

по группам), производить табличное сравнение энергопотребления за различные периоды.

Чтобы обеспечить системе учета электроэнергии достаточную степень защищенности в рамках информационной безопасности системы ко всем данным обеспечивается шифрование и реализован многоступенчатый доступ к ним (рисунок 1).

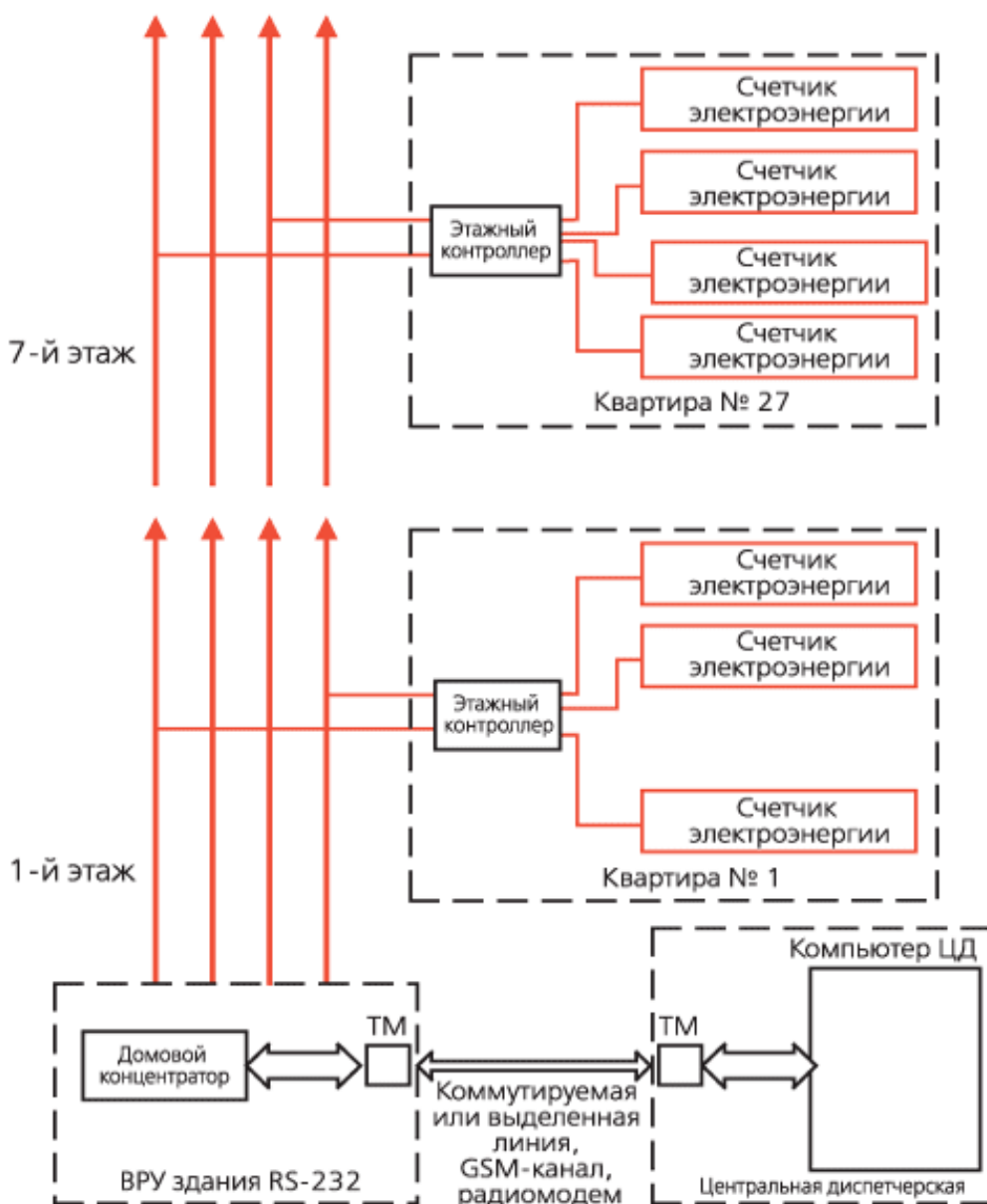


Рисунок 1 - Функциональная схема снятия показаний

Для решения обозначенных проблем для организации учета электрической энергии можно использовать альтернативные решения, а именно:

- осуществлять сбор данных о энергопотреблении для населения используя специальные системы, оснащённые специализированным ПО, позволяющими производить считывание показаний дистанционно (например, аппаратно-программный комплекс (АПК) "ТЕЛЕСКОП+");

- во избежание ошибок, связанных с человеческим фактором осуществлять сбор показаний приборов учета по схеме: устройство для обеспечения считывания данных с приборов учета (ноутбук, мобильный терминал) – переносное устройство осуществляющее считывание (пульт). Использование данной схемы позволяет избежать ошибок, связанных с предоставлением неточных и недостоверных данных и позволяет обеспечить ЦД достоверными данными.

На мировом рынке подобные системы широко распространены. Традиционно они обозначаются как ««AMR systems» (Automatic meter reading (AMR) – система автоматического считывания показаний электросчетчиков)» [4]. Учитывая массовость внедрения подобных систем, компании, занимающиеся разработкой счетчиков для такой категории потребителей как население, уже при выполнении задач по их проектированию ориентируются на такие свойства счетчиков, которые позволят сделать их недорогими, с дружественным пользовательским интерфейсом, и тем не менее надежными и безопасными.

Учитывая необходимость довольно масштабного внедрения подобных систем основными требованиями при их реализации были и дешевизна и в то же время надежность, т.к. для распространения таких систем должна обеспечиваться высокая окупаемость от их внедрения. Использование такого подхода позволило добиться значительных успехов в вопросе внедрения описываемых систем в странах с различным уровнем экономического развития. В качестве стандарта связи для обеспечения функционирования таких систем является использование радиосвязи. Также довольно распространённой является технология PLC-связи».

Основным отличием друг от друга систем, проектируемых разработчиками, в настоящее время является используемая технология связи. Чаще всего для ARM систем используется радиосвязь. Также в таких системах активно используется технология PLC-связи.

Широкое распространение технологии именно радиосвязи легко объяснимо, основоположником и главным двигателем данного рынка является Северная Америка, в которой широко распространен именно этот тип связи. Однако, для энергоснабжающих организаций, находящихся вне Америки, более распространено использование другой связи – связи по низковольтной сети (PLC).

«PLC-технология наиболее конкурентоспособна среди проводных и беспроводных технологий для создания локальных компьютерных сетей (особенно домашних). Инфраструктуры проложенных электросетей достаточно для организации сети во всем здании, а высокая пропускная способность (до 200 Мбит/с) потенциально удовлетворяет требования современных мультимедийных приложений» [7].

«Использование именно PLC-технологии в системах ARM позволяют проектировать новые системы учета электроэнергии без замены счетчиков и проведения дополнительных монтажных работ, особенно однотарифных, обеспечивая передачу данных от них и позволяя внедрять новые тарифные системы, меняя только используемое в УСПД ПО. Внедрение систем ARM также позволяет производить снятие показаний с приборов учета в многоквартирных и частных домах дистанционно, что позволяет избежать неточностей и ошибок, возникающих при снятии показаний контролерами. Также следует отметить, что внедрение таких систем позволяет своевременно определять точки хищения электроэнергии, предупреждать о нарушении и производить дистанционное отключение нарушителей от сети.

Еще одним существенным преимуществом систем, использующих PLC-технологии является возможность расширения функциональности такой сети за счет включения в нее дополнительных функций, например, подключение

охранно-пожарной сигнализации. Это дает таким системам существенное экономическое преимущество» [5].

Однако есть у таких систем и ряд недостатков. «Сложность организации связи по линиям электросети заключается в том, что существующие электросети изначально не предназначались для передачи данных. Они отличаются высоким уровнем помех и большим затуханием высокочастотного сигнала, а также тем что параметры линии, зачастую постоянные для традиционных физических сред передачи данных, существенно изменяются во времени в зависимости от текущей нагрузки» [7].

«Системы с передачей информации по силовой сети универсальны и многофункциональны, так как наравне с обработкой информации о потреблении различных видов энергетических ресурсов могут легко быть дополнены и другими функциями, например, охранно-пожарной сигнализацией. Это только повышает их эффективность и снижает сроки окупаемости» [3].

Для анализа возможности реализации таких систем можно ориентироваться на зарубежный опыт. Одним из самых ярких примеров использования таких систем за рубежом, является программа по обновлению проводимая европейской компанией Enel в начале 2000-х годов с использованием единой системы контроля и учета - Telegestore.

Подобный опыт есть и у нас в стране, только для внедрения таких систем часто используется «системы, построенные на базе программного обеспечения «Телескоп+». Данное ПО позволяет осуществлять решение задач, связанных с управлением, мониторингом и контролем за процессами передачи и распределения электроэнергии» [2].

Системы на базе АПК «Телескоп+» позволяют проектировать и внедрять систему не сразу, а отдельными этапами, начиная с совсем небольших блоков, например, блоков, обеспечивающих отслеживание показаний и объемов энергопотребления на небольших участках

электросетей, постепенно переходя к более сложным задачам. Такой подход обеспечивает гладкий переход к использованию новой системы и позволяет уменьшить риски возникновения ошибок и непредвиденных аварийных ситуаций, что позволяет произвести беспроблемный переход на новую систему.

Система «Телескоп +» позволяет выводить на центральный экран диспетчера схема, структурные схемы, отображающие функционирования ответственных участков, в частности информацию о проходящих в сетях технических процессах (нагрузка в сети, напряжение, мощность и т.д). Система обеспечивает возможность осуществить запрос к любому индивидуальному прибору для получения информации о его состоянии и другой информации. Учета. Появляется возможность произвести ограничение, отключение, повторного включения абонента дистанционно с диспетчерского пункта.

Появляется возможность настроить информирование оператора при возникновении аварийного режима в сетях с возможностью планирования действий по его устранению.

Система «Телескоп+» обеспечивает возможность определения точек в электросетях, в которых осуществлено несанкционированное подключение к электросетям.

Многолетние наблюдения позволяют выявить определённые при «передаче показаний индивидуальных приборов учета потребителями особенности:

- увеличение объема передаваемых показаний в весенне-летний период;
- скачок объема передаваемых показаний в осенний период;
- снижение объема передаваемых показаний индивидуальных приборов учета в зимний период» [2].

Также большое влияние на объем передаваемых показаний индивидуальных приборов учета оказывают и другие факторы:

- период активного строительства;
- оперативность передачи счетов потребителям за потреблённую электроэнергию;
- завершение «дачного сезона»;
- конец года;
- проведение специальных стимулирующих компаний;
- смена тарифов в летний период.

Рассмотреть наглядность влияния данных факторов можно на примере ПАО «Самараэнерго». Так, по статистике одного из отделений указанного гарантирующего поставщика, в декабре 2019 года гражданами потребителями электроэнергии было подано около 48000 показаний индивидуальных приборов учета, тогда как в ноябре 2019 года было подано около 46000 показаний, что на 4,2% меньше. Около 20% потребителей за этот период не передали показания.

По полученным данным около 92% (44160) показаний было передано непосредственно гражданами-потребителями, остальные показания собраны сотрудниками ПАО «Самараэнерго» в результате контрольных обходов.

Способы передачи показаний электроэнергии, доступные потребителям ПАО «Самараэнерго»:

- передача показаний через операторов в отделениях Сбербанка при оплате счетов;
- через личный кабинет абонента, доступный на сайте гарантирующего поставщика;
- передача показаний посредством СМС-сообщений;
- передача показаний посредством электронной почты;
- передача показаний посредством использования телефонной связи (автоответчик или тональный набор, через оператора горячей линии, через абонентский отдел);
- через ящики для приема показаний на бумажных носителях.

На рисунках 2 и 3 приведены диаграммы, показывающие количество переданных показаний и то, как эти показания были переданы для учета.



Рисунок 2 – Количество переданных показаний в разрезе года по месяцам



Рисунок 3 – Способы передачи информации

Передача показаний гражданами-потребителями непосредственно

имеет ряд недостатков. Особенно ярко это выражается на примере многоквартирных домов. Существует целый ряд проблем, которые сопутствуют самостоятельной передаче показаний такой группой населения.

1. Нарушение сроков подачи показаний индивидуальных приборов учета. Данная проблема связана с тем, что гарантирующим поставщиком устанавливается жёсткий срок, в который потребителям необходимо предоставить показания. Однако, учитывая специфику данной категории потребителей невозможно обеспечить одновременно снятие показаний приборов учета, к тому же, многие потребители могут занижать реальные показания, что сложно проконтролировать из-за отсутствия доступа к приборам учета у представителей гарантирующего поставщика.

2. Хищение электроэнергии. Данный фактор особо ярко отражается на показаниях, которые определяют общедомовые нужды, в результате чего в этот объем попадает потребление, в общем-то не относящееся к данной категории.

На основании перечисленных факторов можно сделать вывод, что для такой категории потребителей как граждане существующий порядок определения показаний и объемов энергопотребления сопровождается целым рядом проблем. Для обеспечения возможности получения достоверных показаний и объемов потребления электроэнергии гарантирующий поставщик вынужден содержать большое количество вспомогательного персонала. Недостоверность передаваемых показаний, занижение объемов передаваемой электроэнергии, или вовсе отсутствие передаваемых показаний с целью оплаты потребляемых объемов по нормативу, что приводит к уменьшению выставляемых гарантирующим поставщиком объемов потребления.

Оптимальным решением всем перечисленных проблем является внедрение системы АСКУЭ для сбора данных об электропотреблении населения.

Выводы по разделу 1

Учитывая часто всплывающую в последнее время тенденцию сделать современную электроэнергетику эффективной, экономной, позволяющей не только закрыть все потребности индустриального и жилого сектора экономики, но и ограничить вредное влияние на окружающую среду, использование рассмотренных в данном разделе систем учета электрической энергии является очень актуальным вопросом.

Проанализировав в данном разделе вопрос использования таких систем выявили основные принципы и технологии, лежащие в основе таких систем. Проанализировали достоинства и недостатки уже существующих систем и систем, построенных на принципе автоматизированного сбора и учета показаний электроэнергии, а именно, АСКУЭ.

По данному разделу можно сделать следующие выводы:

1. Использование при учете электроэнергии потребляемой населением систем, которые не позволяют автоматизировать сбор показаний с указанной группы потребителей приводят к появлению целого ряда проблем, а именно:

для обеспечения возможности получения достоверных показаний и объемов потребления электроэнергии гарантирующий поставщик вынужден содержать большое количество вспомогательного персонала;

недостоверность передаваемых показаний;

занижение объемов передаваемой электроэнергии, или вовсе отсутствие передаваемых показаний с целью оплаты потребляемых объемов по нормативу.

2. Оптимальным решением описанных является внедрение системы АСКУЭ для сбора данных об электропотреблении населения.

2 Выбор компонентной базы для создания АСКУЭ для отдельной категории потребителей

2.1 Разновидности систем АСКУЭ

2.1.1 Создание системы АСКУЭ: опрос приборов учета через оптические порты

Данная разновидность системы АСКУЭ считается одной из наиболее широко распространённых систем, что связано с ее относительной простотой. При таком построении приборы учета в системе не связаны между собой и с центром сбора информации. Сбор показаний осуществляется непосредственно контроллером путем обхода счетчиков и получения показаний при помощи оптического порта, который подключается непосредственно к прибору учета и рабочей машине (ПК) контролера. Полученные результаты аккумулируются на рабочей машине. «Отчет результата обхода (опроса) формируется на переносном компьютере с помощью встроенного программного обеспечения. Сам опрос производится при помощи оптического порта подключаемого к прибору учета и переносному компьютеру.

В центре сбора данных на компьютерах необходимо применение специализированных программных модулей, создающих файл-задание на обход и загружающих результаты опроса счетчиков в общую базу данных» [3].

В данной системе время синхронизации основных ее элементов зависит от того, какие именно элементы синхронизируются. Так, моментом «синхронизации времени между счетчиками и рабочей машиной контроллера является момент опроса счетчика с помощью персонального компьютера. В свою очередь, синхронизация по времени переносного компьютера осуществляется со временем центра сбора данных в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков и выгрузке результатов опросов» [3].

Данная реализация системы учета имеет ряд серьезных недостатков:

- значительные трудозатраты, направленные непосредственно на сбор показаний;

- отсутствие возможности использования в системе счетчиков с импульсным счетчиком.

Для того, чтобы сделать систему такого типа максимально выгодной необходимо перенести задачи свойственные центру сбора данных на рабочую машину контроллера.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт позволяет решать «следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;

- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);

- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;

- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностика счетчиков;
- поддержание единого системного времени» [6].

Структурная схема АСКУЭ с реализованным опросом приборов учета через оптические порты посредством переносного компьютера с учетом применения в схеме преобразователя интерфейсов, мультиплексора или модема представлена на рисунке 4.

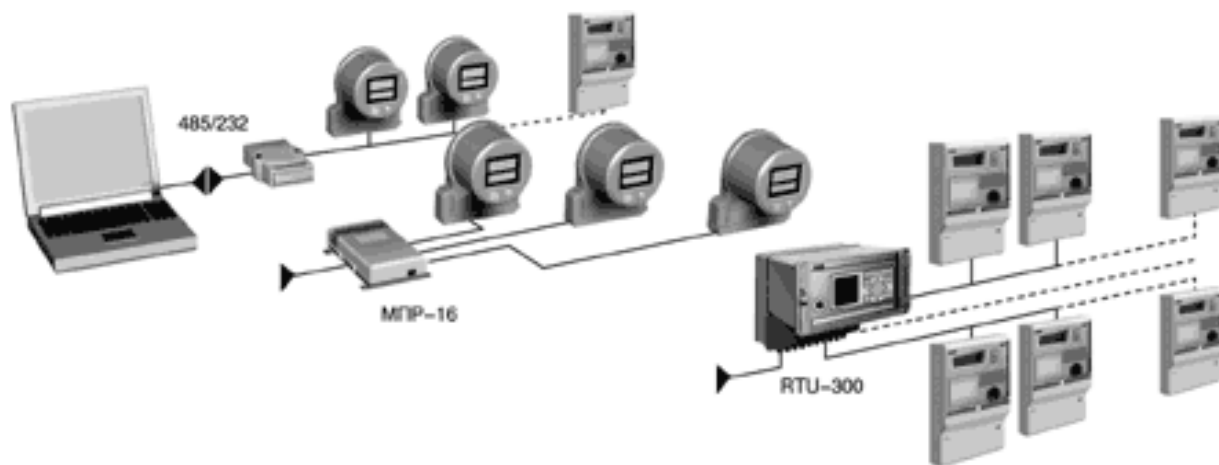


Рисунок 4 – Структурная схема АСКУЭ с опросом через мультиплексор

На данной схеме можно выделить следующие основные характеристики. «Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу «токовая петля» на мультиплексор (типа МПР16), или устройством сбора и подготовки данных (УСПД) могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса. Между счетчиками и центром сбора данных нет постоянной связи.

УСПД выполняет роль коммуникационного сервера. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем переносного компьютера. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Выделенный компьютер для центра сбора данных в этом варианте также может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер» [6].

Примером устройства, осуществляющего сбор показаний является устройство под названием считыватель показаний портативный или сокращенно СПП-1, являющийся самостоятельным устройством и имеющим питание о встроенного аккумулятора.

Данное устройство может использоваться в описанной схеме для мобильного считывания показаний индивидуальных приборов учета. Диапазон использования данного устройства достаточно широк, так как он может использоваться не только «для снятия показаний счетчиков электрической энергии, так и для снятия показаний счетчиков газа, воды. Также с помощью СПП-1 осуществляется дальнейшая регистрация полученных данных и их отправка в центр сбора информации. Передача сигнала осуществляется по мобильной сети GSM на частоте 433 МГц» [6]. Область использования: промышленность, производство, личное использование. Для работы СПП-1 необходимо использование специализированного программного обеспечения «Учет энергоресурсов».

«Основные технические характеристики устройства представлены в таблице 1, а его внешний вид на рисунке 5» [6]. Габаритные размеры устройства представлены на рисунке 6.

Таблица 1 - Основные технические характеристики СПП-1

«№»	Наименование параметра	Значение
1	Внешние информационные интерфейсы (количество портов)	433 МГц FSK (1), GSM (1), USB 2 (1)
2	Сетевые протоколы	GPRS
3	Типы приборов учета - подключенных к радиоконцентратору БРК-К - с встроенным радиоканалом	выход 433 МГц
4	Тип внешней карты флеш-памяти	SD
5	Объем памяти флеш-карты, Гб, не более	2
6	Рабочее напряжение электропитания от встроенной аккумуляторной батареи, В	3,7 — 4,2
7	Потребляемый ток при 3,7 В, мА, не более	100
8	Время работы от встроенной аккумуляторной батареи, ч, без подзаряда» [6].	не менее 8

Продолжение таблицы 1

«9	Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96	IP54
10	Габаритные размеры, мм, не более	186x65x30
11	Масса, кг, не более	0,5
12	Средний срок службы, лет	12
Примечание — Продолжительность заряда встроенной аккумуляторной батареи не более 2 ч.» [6].		



Рисунок 5 - Внешний вид СПП-1

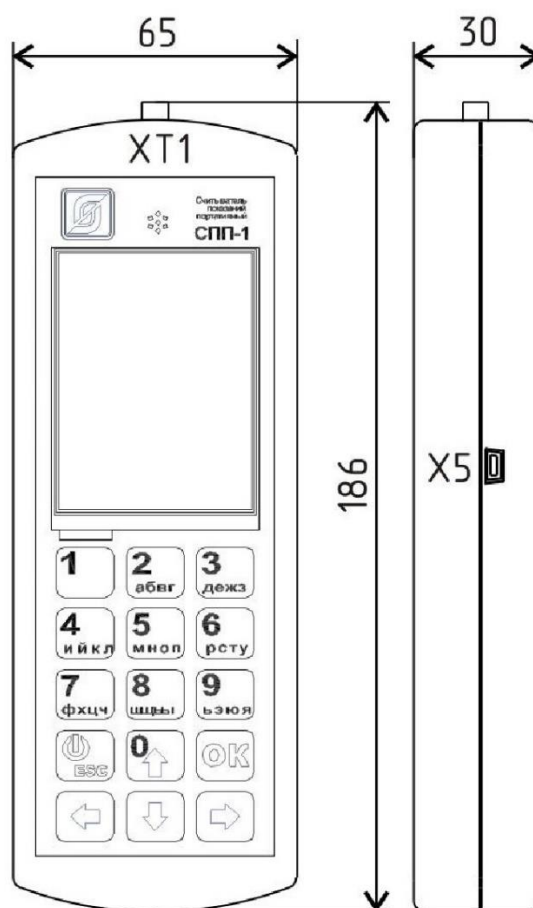


Рисунок 6 - Габаритные размеры СПП-1

Использование в системе учета электрической энергии устройства СПП-1 позволяет решить ряд важных задач:

- реализовать возможность предоставления и передачи показаний со счетчиков электрической энергии посредством каналов связи GSM или интерфейса USB;
- автоматизировать процедуру сбора показаний со счетчиков электрической энергии используя радиоканалы или концентратора;
- осуществлять первичную обработку данных с возможностью их последующей передачи;
- возможность обеспечить изменение частоты и уровня радиосигнала;
- защита передаваемой и полученной информации посредством использования электронной подписи при передаче данных и установке пароля при осуществлении доступа к БД;

- возможность регулировки «мощности передатчика сигнала»;
- поддержание единого времени и даты;
- выбор используемых антенн передающего и принимающего устройства;
- хранение полученных данных во внутренней и внешней независимой памяти;
- ввод первичной информации по счетчику электроэнергии» [6].

Начальная комплектация устройства состоит из счетчика (счетчиков) электроэнергии, имеющих встроенный модем сигнала, настроенный на частоту 433 МГц, а также радио концентратора и диспетчерского пункта. Снятие и сбор показаний производится котроллером при обходе, после чего производится передача собранных данных на рабочую машину диспетчеру по мобильной сети GSM, интерфейсу USB или путем дистанционного регистрирования. Для обеспечения связи между устройством и рабочей машиной диспетчера последняя должна быть подключена к сети интернет.

Основные технические характеристики радиоканала 433 МГц и радиоканала GSM приведены ниже в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Основные технические характеристики радиоканала 433 МГц

«№»	Наименование параметра	Значение
1	Вид интерфейса	специализированный
2	Типовая дальность действия, м	100 - 200
3	Диапазон рабочих частот, МГц	433,05 ... 434,79
4	Максимальная выходная мощность радиопередатчика, дБм (Вт)	+20 (0,1)
5	Диапазон регулировка выходной мощности радиопередатчика, дБ» [6]	+11 ... +20

Продолжение таблицы 2

«6	Девияция частоты радиопередатчика, кГц (шаг 15 кГц)	15 ... 240
7	Тип модуляции сигнала	частотная манипуляция (FSK)
8	Максимальная чувствительность радиоприемника, дБм	-118
9	Ширина полосы пропускания радиоприемника, кГц	2,6 - 620
10	Антенна внешняя	433 МГц, 50 Ом ^Л [6].

Таблица 3 - Основные технические характеристики радиоканала GSM

«№»	Наименование параметра	Значение
1	Диапазон рабочих частот, МГц	GSM 900\1800
2	Максимальная выходная мощность радиопередатчика, дБм (Вт)	+32 (1)
3	Максимальная чувствительность радиоприемника, дБм	- 107
4	SIM-карта	Внешняя 1,8/3 В
5	Внешняя антенна	GSM 1900, 50 Ом, SMA
6	Вид интерфейса	GPRS» [6].

В общем случае, порядок использования прибора производится по следующему регламенту:

- все индивидуальные прибор учета проходят процедуру регистрации в специализированном (программа «Учет энергоресурсов») в диспетчерском пункте поставщика, которая включает во внесении основных данных по ним непосредственно в программу (лицевой счет абонента, ФИО абонента, заводской номер счетчика и т.д.);

- для СПП-1 также с помощью вспомогательного специализированного ПО происходит создание и загрузка заданий на

считывание показаний с ПУ по кабелю USB;

- непосредственно считывание показаний с ПУ через радиоканал и их занесение в энергонезависимую память;
- дальнейшая передача полученных данных на диспетчерский пункт посредством использования канала связи GSM или через кабель USB.

Также важно обеспечить устойчивый сигнал для снятия показаний, т.е. прибор должен находиться в зоне приема радиоканала счетчика. Меню прибора позволяет выбрать непосредственно абонента, для которого согласно записанному в СПП-1 заданию необходимо произвести снятие показаний. После его выбора запускается процедура опроса счетчика.

Процедура опроса счетчика состоит из следующих этапов:

- формирование считывающим устройством сигнала для обращения к счетчику (длительность около 30 сек.);
- подтверждение синхронизации с ПУ (появление надписи «Считывание») и запуск процедуры передачи показаний;
- при получении сигнала на считывания от СПП-1 ПУ формирует файл, содержащий информацию с текущими показаниями;
- передача файла с данными на СПП-1;
- подтверждение получения данных СПП-1 (смена цветовой надписи на экране прибора).

Процедура считывания показаний не заканчивается до тех пор, пока устройство СПП-й не подтвердит получение информации.

Важно помнить, что данным прибором возможно снятие показаний прибором учета, но не чаще одного раза в сутки. В случае, если в течении заданных суток будет произведена повторная попытка снятия показаний, то на экране прибора появится сообщение «Нет несчитанных данных» и процедура не запустится.

Согласно руководству по эксплуатации прибора для прибора СПП-1 необходимо производится техническое обслуживание с периодичностью раз в месяц и раз в год. Наименование и перечень работ по техническому

обслуживанию приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Техническое обслуживание СПП-1

Наименование работы	Перечень работ
Внешний осмотр (ежемесячный)	При внешнем осмотре: - осуществить зрительный осмотр всех частей устройства на фактическое наличие возможных повреждений; - осуществить тестовый прогон использования устройства с целью проверки работы кнопок; - осуществить тестовый прогон использования устройства с целью проверки работы дисплея; - очистить устройство от последствий воздействия внешних факторов.
Проверка работоспособности (ежегодная)	- осуществить тестирование работы источника питания устройства, проведения измерений его параметров напряжения аккумуляторной батареи; - осуществить тестирование устройства в режиме получения показаний со счетчика (дистанционно) и их последующей передачи; - определить возможное отклонение времени на устройстве.

Процедура подтверждения работоспособности СПП-1 в режиме снятия показаний производится посредством снятия контрольных показаний тестового ПУ. Полученные прибором СПП-1 показания должны совпадать с показаниями тестового ПУ, так же как и остальные параметры процедуры: лицевой счет абонента, адрес и т.д. При проведении процедуры необходимо обеспечить неизменность показаний ПУ.

Для проверки погрешности по времени используется следующая методика. Портативным прибором в день проверки фиксируется точное время (Т1). Ровно через сутки фиксируется точное время (Т2). Подставляя

полученные данные в формулу (1) определяем относительная погрешность:

$$\Delta T = \frac{T_2 - T_1}{86400} \cdot 100\% \quad . \quad (1)$$

Если полученное значение $\Delta T \leq \pm 0,01 \%$, то проверка считается пройденной.

Можно выделить следующие задачи, которые позволяет решить
Описанная организация АСКУЭ позволяет «решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилищно-коммунального быта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностика счетчиков;
- поддержание единого системного времени» [6].

2.1.2 Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных

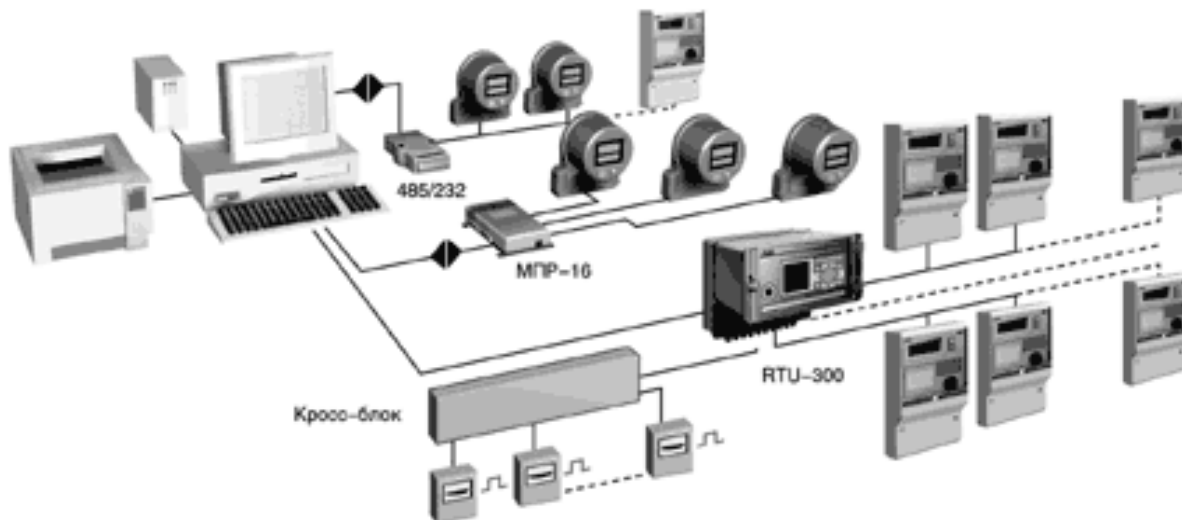


Рисунок 7 – Структурная схема АСКУЭ с локальным центром сбора данных «Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса.

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

В зависимости от количества пользователей, количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности математической обработки и т.д. локальная БД может функционировать либо под MS Access, либо под СУБД ORACLE8.X. Сбор данных в БД происходит периодически с заданными интервалами» [6].

Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных позволяет решать следующие задачи:

- осуществить точное определение основных показателей, характеризующих объем электроэнергии в размере ее отдачи и потребления;
- осуществление возможности ведения учета электроэнергии в совокупности по всему объекту энергопотребления независимо от сложности его организации;
- осуществление наблюдений за объемами электроэнергии потребляемой соответствующим объектом, а также возможность определения параметров ее качества, причем делать это можно по разным элементам объекта управления, по его различным структурным единицам, в размере заданных временных интервалов с учетом возможных ограничений по основным параметрам энергопотребления;
- предоставление возможности аккумулирования полученной информации в виде специализированных печатных форм и отчетов, а также фиксирование различных параметров энергопотребления с целью их дальнейшего анализа;
- оповещение пользователей системы об отклонениях указанных параметров энергопотреблении от заданных контрольных значений;
- осуществление контроля за перечнем передаваемых данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризация коммуникаций и характеристик опроса;
- осуществление поддержки работоспособности системы;
- поддержание единого системного времени.

2.2 Назначение и выполняемые функции информационно-измерительными системами контроля и учета энергопотребления

Основной задачей всех ИИС является обеспечение возможности оценки количества потребленной электроэнергии и мощности с учетом возможной многотарифности.

Как правило, потребителями, использующими описанные методики и устройства – это основные участники рынка энергопотребления, а именно:

объекты оптового и розничного рынка электроэнергии, промышленные предприятия, коммунально-бытовое хозяйство и мелкомоторный сектор.

В рамках использования указанных систем для осуществления расчетов электроэнергии с коммерческими потребителями можно выделить следующий перечень функций:

- оценка объемов потребляемой электроэнергии, а также мощности в разрезе разных составляющих и тарифов;
- аккумулирование основных параметров энергопотребления для проведения всесторонней аналитики энергопотребления, посредством использования современных счетчиков, имеющих цифровой интерфейс;
- сбор измерительных данных (включая параметры качества по ГОСТ Р 54149-2010) и диагностической информации со счетчиков электроэнергии с цифровым интерфейсом;
- проведение обработки информации о потребленной электроэнергии абонентов, полученной посредством элементов системы;
- осуществление регулировки нагрузки в сети;
- возможность предоставления информации в человекочитабельном виде, посредством аккумулирования и отображения ее посредством отчетов и графиков;
- возможность определения времени измерения посредством использования специализированной службы единого времени;
- использование выше описанной функциональности для обеспечения синхронизации времени в отдельных элементах системы (УСПД, СЦИ);
- обеспечение защиты информации, записанной в БД.

В рамках использования указанных систем для осуществления учета и контроля электроэнергии, расходуемой на технические цели:

- аккумулирование мгновенных значений основных параметров сети и обеспечение их хранения в БД;

- аккумулярование мгновенных значений основных параметров сети, характеризующих качество электроэнергии и обеспечение и хранения в БД;
- аккумулярование со счетчиков показателей потребления холодной и горячей воды, а также тепла;
- аккумулярование мгновенных значений текущего расхода основных энергоносителей, таких как температуры горячей воды;
- осуществление регулирования рабочих нагрузок посредством дистанционного управления встроенными реле нагрузки в СЦИ;
- осуществление информирования о возникновении аварийных режимов работы.

ИИС позволяют осуществлять дистанционное подключение обеспечивает к БД с собранной информацией с АРМ пользователей, посредством использования защищенного канал доступа в интернет или через локальную компьютерную сеть, с учетом необходимой реализации идентификации пользователей с учетом выделенных пользователям групп доступа.

Программное обеспечение «SEnergy» позволяет осуществлять обеспечивает ручной ввод в БД всех данных о платежах абонентов электроэнергии и возникновении у них задолженностей.

ИИС внесены в Госреестр средств измерений под № 52208-12.

ИИС имеет декларацию соответствия обязательным требованиям (система сертификации ГОСТ Р) № РОСС RU.AB67.Д00772.

2.3 Структура ИИС

ИИС предполагает трёхуровневую структуру систем учёта, изображенную на рисунке 8.

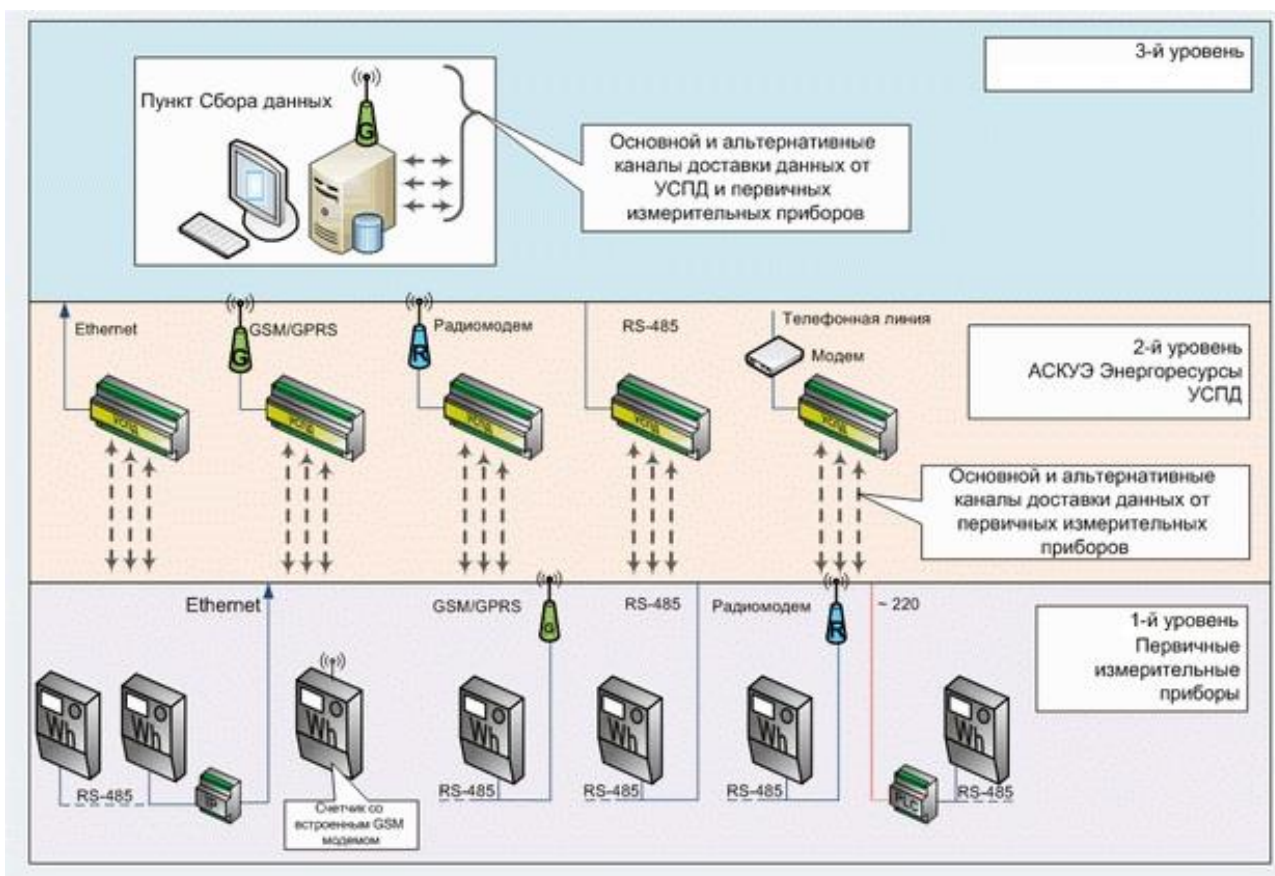


Рисунок 8 – Структурная схема системы АСКУЭ

Первый уровень – представляет собой измерительно-информационный комплекс, который «включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока классов точности 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S;
- измерительные трансформаторы напряжения классов точности 0,2, 0,5;
- вторичные измерительные цепи;
- счётчики электрической энергии классов точности 0,2S, 0,5, 0,5S, 1,0, 2,0, подключаемые через цифровые интерфейсы RS-485, CAN, RS-232;
- счётчики электрической энергии классов точности 0,5, 0,5S, 1,0, 2,0, подключаемые по PLC-каналу и радиоканалу» [3].

Второй уровень ИИС – представляет собой информационно-вычислительный комплекс электроустановки, где производится реализация сбор данных, а также их передача на следующий уровень, который «может включать следующие технические компоненты:

- устройства сбора и передачи данных УСПД 164-01М, СЕ 805 (далее - УСПД);
- преобразователи цифровых интерфейсов;
- PLC-модемы типов СЕ832, СЕ834;
- радиомодемы типов СЕ831 (диапазон 433 МГц), СЕ833, ЕМВ-250 (диапазон 2,4 ГГц);
- модемы GSM/GPRS;
- источники вторичного питания» [3].

Передача данных от счётчиков к УСПД может производиться по проводным цифровым каналам связи, каналам PLC и радиоканалам.

Третий уровень – представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК). «ИВК содержит:

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК содержит:

- сервер базы данных (далее - БД) с установленным программным обеспечением верхнего уровня;
- модемные устройства;
- вспомогательное оборудование вычислительной техники» [3].

«В качестве программного обеспечения верхнего уровня в ИИС используется специализированное ПО «SEnergo» (ЗАО «Энергомера»).

Передача от ИВКЭ в ИВК может производиться посредством следующих каналов связи:

- локальный цифровой интерфейс;
- сеть Ethernet;
- радиоканал;
- GSM/GPRS;
- спутниковый канал;
- выделенный проводной канал» [12].

2.4 Использование PLC-каналов

Структурой ИИС предусматривается возможность «применения следующих решений PLC:

- стационарных PLC-модемов типа CE 832C5 и счётчиков со встраиваемыми PLC-модулями CCME-0002 (счётчики имеют дополнительную маркировку «CCME-0002»);

- стационарных PLC-модемов типа CE 834C01 и счётчиков со встраиваемыми PLC-модемами CE 834M01 (счётчики имеют дополнительную маркировку «CE 834M01»);

- индикаторных устройств типа CE 901 и счётчиков типов и CE 303 со встраиваемыми PLC-модемами CE 834M01» [7].

При применении данной системы необходимо помнить, что указанные рекомендации использования являются взаимоисключаемыми и использовать нужна одно из перечисленных решений.

«Решения по перечислениям, а) и б) применимы для создания локальной сети PLC на уровне объекта учёта. Решение по перечислению в) следует использовать для локального считывания по каналу PLC данных от конкретного счётчика, типов CE 208 и CE 308.

Данные счётчики представляют собой измерительный блок, устанавливаемый на опоре воздушной ЛЭП, от которой выполняется подключение потребителя» [3].

2.5 Использование радиоканала

Структурой ИИС предусматривается возможность применения следующих решений «с использованием радиоканала:

- стационарных радиомодемов типа CE 833C02 (диапазон частот 2,4 ГГц) и счётчиков со встраиваемыми радиомодемами CE 833M01, CE 833M02 (счётчики имеют дополнительную маркировку «CE 833M01» или «CE833M02»);

- стационарных радиомодемов типа ЕМВ-250-100ВІ-R-006 (диапазон частот 2,4 ГГц) и счётчиков со встраиваемыми радиомодемами ЕМВ-250-100РІ-004, ЕМВ-250-100РІ-005 (счётчики имеют дополнительную маркировку «ЕМВ-250-100РІ-004» или «ЕМВ-250-100РІ-005»);

- индикаторных устройств СЕ 901, радиомодемов СЕ831С1.03 (диапазон частот 433 МГц) и счётчиков типа СЕ 301, СЕ 303 со встроенными радиомодемами СЕ 831М03» [7].

При применении данной системы необходимо помнить, что указанные рекомендации использования являются взаимоисключаемыми и использовать нужна одно из перечисленных решений.

2.6 Состав ИИС

2.6.1 Перечень компонентов ИИС

При составлении перечня, используемого в проектируемой системе оборудования необходимо учитывать, что ее состав зависит от построения самой ИИС, от применяемых в указанной системе типов измерительных схем, числа и типов узлов учёта.

Перечень компонентов, которые могут быть использованы в составе ИИС, приведён в таблице 5.

Таблица 5 – Перечень компонентов в составе ИИС

«Наименование	Примечание
Измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001	Согласно схеме объекта учета
Измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001	Согласно схеме объекта учета
Многофункциональные счетчики электрической энергии, подключаемые по цифровым интерфейсам: СЕ 102; СЕ 102М; СЕ 201; СЕ 205; СЕ 208; СЕ 301; СЕ 303; СЕ 304; СЕ 305, СЕ 306; ЦЭ6850; ЦЭ6850М.	По количеству точек учета

Продолжение таблицы 5

Устройство индикаторное СЕ 901	Согласно схеме объекта учета
Теплосчётчик ТЭМ-1061)	Согласно схеме объекта учета
Технические средства приема-передачи данных: - радиомодемы СЕ831, СЕ833, ЕМВ-250; - модемы PLC СЕ832, СЕ834	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
УСПД: - УСПД 164-01М; - СЕ805	В зависимости от количества точек измерения на объекте учета» [6]
Устройства синхронизации времени УСВ-2	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
«Преобразователи цифровых интерфейсов типа «Сапфир», АДАМ	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
Проводные и GSM-модемы, спутниковые модемы, радиомодемы	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
Автоматизированное рабочее место (АРМ) – компьютер стационарный или переносной с монитором и принтером	Состав и количество определяется проектом
Специализированное программное обеспечение «СЕnergo»	Определяется проектом
Программа «Коммуникационный сервер «СЕ-NetConnections»	Определяется проектом» [6]
Программа администрирования устройств «AdminTools»	Определяется проектом» [15].

«Технические характеристики ИИС приведены в таблице 6. Погрешность измерения электрической энергии не зависит от способов передачи измерительной информации при использовании цифровых каналов связи и определяется классами точности применяемых средств измерений.

Предел абсолютной погрешности измерения электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет одну единицу младшего разряда измеренного значения.

Дополнительно учитываемые погрешности в измерениях электроэнергии, зависящие непосредственно от влияния воздействия внешних факторов на каналы измерения, учитываются классами точности используемых измерительных приборов и техническими стандартами, по которым они изготовлены.

Учет газа, воды, тепловой энергии и других поставляемых ресурсов производится соответствующими аппаратами, расходомерами, вычислителями, корректоры и счетчиками. Погрешности таких измерительных приборов в ИИС не приводится.

Характеристики устойчивости и прочности к воздействию внешних факторов (температуры, влажности окружающего воздуха, атмосферного давления, магнитные поля и др.) компонентов системы – согласно эксплуатационной документации каждого компонента» [3].

Таблица 6 - Основные технические характеристики ИИС

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии	Согласно таблице А.1 приложения А для нормальных условий применения
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения мощности	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК
Параметры питающей сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - УСПД, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от -40° до +55° от - 40° до +55° от -40° до +50°
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков электрической энергии, не более, мТл	0,5

Продолжение таблицы 6

Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25 - 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, % - для ТН класса точности 1,0 - для ТН класса точности 0,5 и точнее	0,5 0,25
Первичные номинальные линейные напряжения, кВ	0,1; 0,4; 0,66; 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150
Первичные номинальные токи, А	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000
Номинальная частота измеряемой электрической энергии, мощности, Гц	50» [15]
Вторичные номинальные линейные напряжения, кВ	0,1; 0,4
Вторичные номинальные токи, А	1; 5
Интервал усреднения мощности, мин.	1; 3; 5; 15; 30; 60
Абсолютная погрешность времени, обеспечиваемая СОЕВ, секунд, не более 1)	±5
Средний срок службы ИИС, лет	15

2.6.2 Параметры типовых схем

ИИС обеспечивает построение измерительных каналов согласно типовых схем, приведённых в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры типовых схем

Схема конфигурации измерительных каналов ИИС	Тип измерительной схемы
При использовании счётчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами RS-485, RS-232, CAN	
«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – повторители интерфейсов (при необходимости) – преобразователи интерфейсов (при необходимости) – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС» [17].	1
«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – преобразователь интерфейсов (при необходимости) – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС» [17].	2
«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – преобразователи интерфейсов – сервер БД ИИС» [17].	3
При использовании счётчиков электроэнергии с модулями удалённого доступа	
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями GPRS – канал связи GPRS или коммуникационный сервер Ce-NetConnections – модем GPRS – сервер БД ИИС» [17].	4
«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями PLC CE832M – канал связи PLC – модем PLC CE832C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС» [17].	5

Продолжение таблицы 7

<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями передачи данных по силовым сетям – канал связи PLC – модем PLC CE832 – сервер БД ИИС» [17].</p>	<p>6</p>
<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями PLC CE834M – канал связи PLC – модем PLC CE834C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС» [17].</p>	<p>7</p>
<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с модулями передачи данных по силовым сетям – канал связи PLC – модем PLC CE834C – сервер БД ИИС» [17].</p>	<p>8</p>
<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями – радиоканал – радиомодем CE831C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер ИИС» [17].</p>	<p>9</p>
<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE831M – радиоканал – радиомодем CE831C – сервер БД ИИС» [17].</p>	<p>10</p>
<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE831M – радиоканал – устройство индикаторное CE 901» [17].</p>	<p>11</p>
<p>«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модемами CE833M – радиоканал – радиомодем CE833C – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС» [17].</p>	<p>12</p>

Продолжение таблицы 7

«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE833M – радиоканал – радиомодем CE833C – сервер БД ИИС» [17].	13
«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радиомодемами EMB-250-100UI -004/005 – радиоканал – радиомодем EMB-250-100BI-006 – УСПД – модем (проводной или GSM/GPRS) – проводной коммутируемый канал связи (или GSM/GPRS канал) – модем (проводной или GSM/GPRS) – сервер БД ИИС» [17].	14
«Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями EMB-250-100UI -004/005 – радиоканал – радиомодем EMB-250-100BI-006 – сервер БД ИИС» [17].	15

2.6.3 Система обеспечения единого времени

«Система обеспечения единого времени в ИИС строится на основе эталонов времени – устройств синхронизации времени УСВ-2 или NTP серверов при отсутствии УСВ-2. Синхронизация компонентов ИИС осуществляется с верхнего уровня. При этом возможно выполнять установку и дальнейшую синхронизацию текущего времени на всех уровнях ИИС (т.е. в УСПД и СЦИ, используя удалённый доступ или через локальный цифровой интерфейс).

УСВ-2 должно быть подключено к серверу и должна быть выполнена установка программного обеспечения для него (входит в состав поставки УСВ-2). Период синхронизации должен быть установлен не более 3 часов, согласно разделу 6 руководства по эксплуатации ВЛСТ 237.00.000 РЭ» [8].

2.6.4 Подключение к серверам

«Подключение к NTP серверам возможно только при наличии доступа к сети Интернет с сервера ИИС. При этом используется типовой сервис Windows по установке адреса сервера точного времени. Могут быть использованы следующие сервера:

- ntp1.vniiftri.ru;
- ntp2.vniiftri.ru;
- ntp3.vniiftri.ru.

При этом значение периода синхронизации должно быть установлено не более 3 часов» [9].

Например, значение 14400 соответствует 4 часам, значение 7200 равно двум часам.

2.6.5 Контроль достоверности данных

«Для контроля достоверности данных по требуемой величине расхождения времени «эталон времени – счётчик» в пределах 5 с/сутки, максимальное значение расхождения времени СЦИ и УСПД при котором статусы собираемых данных не содержат признака «недостоверны» – должно быть установлено равным 3 с (устанавливается лицом, имеющим права администратора в технологической программе «AdminTools»).

Период синхронизации компонентов ИИС в программе «SEnergo» должен быть 1,5 часа (задаётся в свойствах объекта учёта вкладка «Расписание»))» [9].

2.7 Указания по измерительным схемам, содержащим измерительные трансформаторы

«При использовании измерительных ТТ и ТН необходимо обеспечить следующие условия:

- мощность нагрузки ТН и ТТ должна находиться в диапазоне от 25 до 100% номинальной мощности ТН;
- значение падение напряжения $U_{\text{л}}$ в проводной линии связи для каждой фазы между вторичной обмоткой ТН и счетчиком не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН» [15].

«На этапе проекта, мощность нагрузки может быть определена расчетным путем по известным значениям импедансов устройств,

подключаемым к обмоткам измерительных трансформаторов. Также, расчётным путём можно определять величину падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН по известным параметрам проводной линии связи и значении тока нагрузки» [15].

2.8 Используемая техническая реализация

Для возможности использования для технической реализации системы «Энергомера», необходимо включение в ее состав ряда устройств, а именно счетчиков электрической энергии и устройство передачи данных.

В составе системы «Энергомера» используются электросчетчики типа СЕ208, СЕ308. В качестве устройства передачи данных - УСПД164-02М.

Техническая реализация предполагает использование в ИИС ряда информационно-измерительных комплексов:

- комплекс точек учета (ИИК ТУ);
- комплекс электроустановки (ИВКЭ) в сетях 0,4 кВ.

В созданном ИИК ТУ перечисленные далее типы исполнения.

Перечень оборудования, включенного в шкаф АСКУЭ, применяемого для установки в жилых домах с большим количеством людей, имеющих только 1 ввод в ВРУ:

- Электросчетчик СЕ303 S31 543 JAVZ;
- Шкаф КШ5М 652IP54 (650x500x200 (ВxШxГ));
- Автоматический выключатель;
- Устройство сбора и передачи данных УСПД;
- Ограничитель импульсных напряжений.
- Колодка испытательная переходная КИ УЗ.

При исполнении необходимо предусмотреть установку дополнительных PLC-модемов, которые будут использоваться для приборов учета, установленных на втором и более вводах. Сами приборы учета должны иметь радио модуль для связи с УСПД и встроенный PLC-модуль.

Для установки абонентских приборов учета будут использоваться существующие щиты МКД, установленные на этажах.

2.8.1. Измерительные токовые цепи: основные условия расчета.

Условие выбора проводов в измерительных цепях (сечение и длина): потери напряжения меньше или равно 0,25% от номинального напряжения.

В токовой цепи применяется электросчетчик СЕ303 которому соответствуют следующие номинальные параметры:

- полная мощность $\leq 5\text{ВА}$ (цепь напряжения – параллельная, $U_{\text{ном}} = \frac{3 \cdot 230}{400}$);

- полная мощность $\leq 8\text{ВА}$ (цепь напряжения – последовательная, $I_{\text{max}} = 10\text{А}$).

«Расчет измерительной цепи тока:

Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью счетчика Меркурий 233 при номинальном токе, определяется выражением 2:

$$S_{\text{нсч}} = \frac{S_{\text{max}} \cdot I}{I_{\text{max}} \cdot 3} \quad (2)$$

где I - номинальный ток счетчика (5 А);

I_{max} - максимальный ток счетчика (10 А);

S_{max} - полная мощность счетчика, потребляемая последовательной цепью не более (8 ВА), при максимальном токе 10А;

Допустимое сопротивление измерительной цепи тока от трансформатора тока до счетчика определяется выражением 3:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{тр}} - S_{\text{нсч}}}{2 \cdot I^2} \quad (3)$$

где I - номинальный ток счетчика (5 А);

$S_{\text{тр}}$ - номинальная мощность трансформатора тока (5 ВА);

$S_{нсч}$ - полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью счетчика (8 ВА).

Минимальное сопротивление измерительной цепи тока от трансформатора тока до счетчика определяется выражением 4:

$$R_{пр} = \frac{S_{minтр} - S_{сч}}{2 \cdot I^2} \quad (4)$$

где I - номинальный ток счетчика (5 А);

$S_{minтр}$ - нижний предел вторичных нагрузок трансформатора тока (ГОСТ 77462001, п. 6.4 «Метрологические характеристики»).

$S_{сч}$ - мощность потребляемая последовательной цепью счетчика.

Для трансформаторов с номинальными вторичными нагрузками 1; 2; 2,5; 3; 5 и 10 ВА нижний предел вторичных нагрузок — 0,8; 1,25; 1,5; 1,75; 3,75 и 3,75 ВА соответственно.

В случае, если вторичная нагрузка менее минимально допустимого значения, необходимо произвести дозагрузку цепи дозагрузочными резисторами типа МР3021-Т» [16].

2.9 Создание ИИС

2.9.1 Создание измерительных схем на PLC-каналах и радиоканалах

При создании измерительных схем принято выделять следующий ряд работ:

- проведение предварительного обследования и получение вводных для проекта;
- формирование плана расстановки оборудования;
- формирование спецификации оборудования;
- сбор и монтаж шкафов с УСПД и PLC-модемами;
- сбор, доставка и подключение оборудования;
- запуск;

- эксплуатация.

При получении вводных для проекта необходимо:

- спроектировать схему электроснабжения;
- сформировать план расположения объектов учёта, ТП;
- сформировать карту узлов учета, в соответствии с адресами фактических потребителей.

Структурная схема ИИС приведена на рисунке 9.

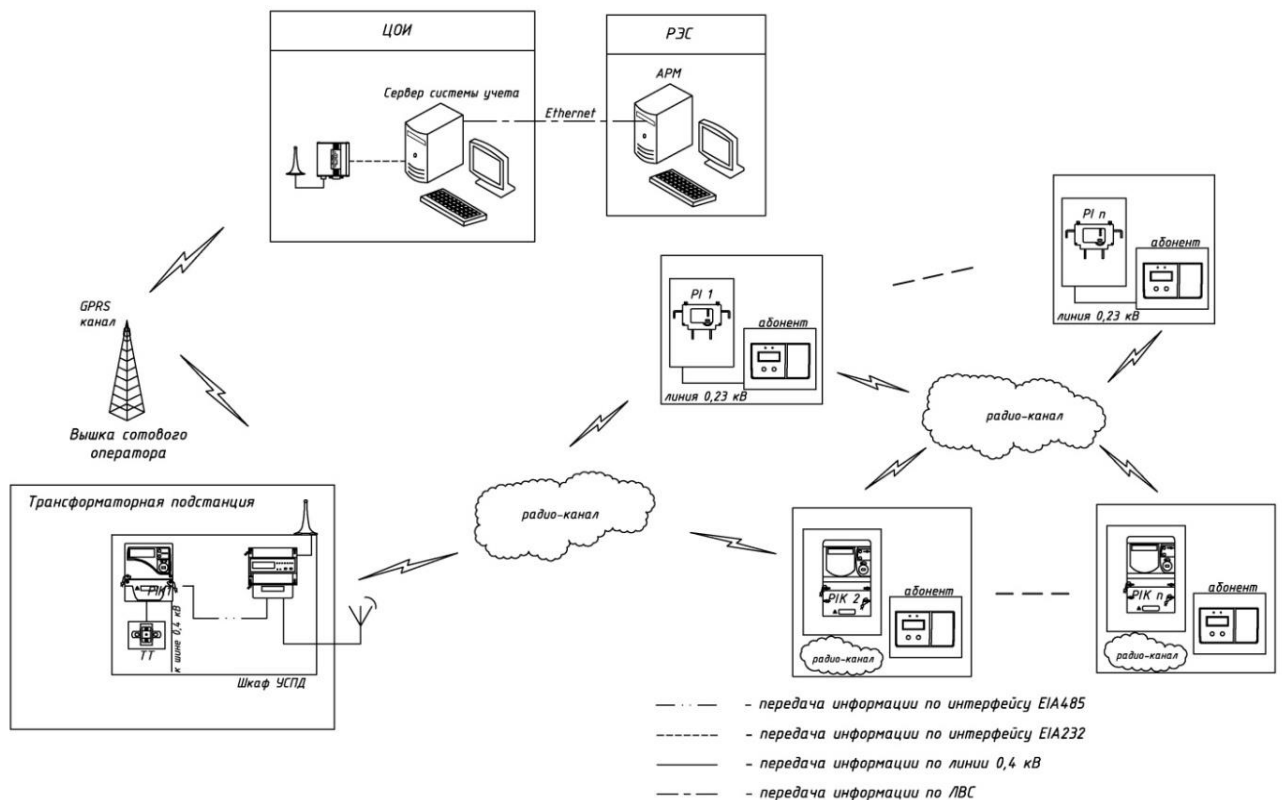


Рисунок 9 - Структурная схема ИИС

Предварительное обследование – является основной любого проекта, так как именно на этом этапе необходимо корректно распланировать использование PLC-каналов, а также составить план построения радиоканалов для связи с ними.

Выделяются следующие задачи, которые необходимо решить в проведении предварительного обследования:

- выявление реальности использования каналов, которые предполагается использовать на проекте;
- проведение оценки качества связи, которая доступна на удалённых узлах учёта;
- определение необходимости использования на проекте дополнительных ретрансляторов;
- определение другого дополнительного оборудования.

Советы по проведению предварительного обследования и выполнению Рекомендации по проведению предварительного обследования и выполнению работ по пуску и наладке оборудования приведены в документации на соответствующее оборудование.

2.9.2 Формирование измерительных каналов через цифровые интерфейсы при прямом подключении счетчиков

При формировании измерительных каналов посредством подключения счетчиков к УСПД с использованием цифровых интерфейсов RS-485, CAN необходимо следовать рекомендациям, представленным документации на УСПД. Встречаются ситуации, когда при реализации исполнения таких каналов приходится использовать повторители интерфейсов и дополнительных пассивных элементов. Все перечисленные устройства должны учитываться при оформлении заказов на оборудование.

Как правило, УСПД содержат несколько цифровых интерфейсов, а именно цифровой интерфейс RS-485 и интерфейс CAN, позволяющие осуществлять подключение счетчиков.

2.9.3 Осуществление организованного сбора данных на центры

Согласно таблице 4.3. работа ИИС основана на использовании одного из программных продуктов, указанных в ней. Для проведения инсталляции выбранного ПО необходимо следовать документации на выбранный продукт. Наиболее широкой функциональностью применительно к возможностям использования счетчиков и УСПД обладает программное обеспечение «SEnergo».

В состав программного пакета «SEnergy» входит СУБД Oracle XE. «SEnergy» имеет трехуровневую структуру, каждой из которых соответствует отдельное приложение: БД, сервер БД и несколько вариантов АРМ.

2.9.4 Разработка конфигурации ИИС

Ввод конфигурационных данных в УСПД и ПО сервера необходимо произвести в зависимости от самой схемы проекта. При этом в ИИС существует поддержка механизма, предназначенного для обеспечения возможности автоматического определения счетчиков в УСПД, а именно механизм «Plug&Play».

В ПО «SEnergy» поддержка данного механизма существует. С его подробной конфигурацией можно ознакомиться в «Руководстве оператора» для «SEnergy». При этом необходимо помнить, что для обеспечения функционирования механизма «Plug&Play» в УСПД необходимо определить общие настройки в области каналов связи и набора данных, которые необходимо получать со счётчиков.

2.10 Контроль работоспособности

Чтобы считать систему готовой к запуску необходимо, чтобы она в ней обеспечивалось выполнение функций, согласно таблице 8.

Таблица 8 – Контроль выполнения функций

Этап проверки	Описание этапа
Работоспособность	На данном этапе проводится опрос счетчиков, проверка каналов связи, проверка на наличие неисправностей и ошибок, проведение визуального осмотра элементов системы
Функции, связанные с измерительными функциями	Включает в себя определение присутствия в счётчиках и УСПД данных для измерения, соответствующих выбранной конфигурации удалённо, напрямую или через интерфейс счётчика.

Продолжение таблицы 8

Получение данных в БД	Включает в себя анализ полученных в БД данных измерений, контроль за полнотой их сбора с учётом необходимых требований к их историчности и достоверности статусов.
Наличие журнала регистрации действий операторов	Включает в себя проверку того, что проводится в журналах событий и аудита производится отслеживание действий оператора в системе: журнал событий приложения «КТС Энергомера»; журнал аудита приложения «Администратор КТС».
Проверка исполнения синхронизации ИВК	Используя специальное ПО для чтения журнала УСВ-2 необходимо выполнить чтение журнала УСВ-2 при его синхронизации. Далее проконтролировать величину расхождения. При использовании NTP-серверов, проконтролировать отсутствие ошибки синхронизации в Windows®.
Проверка исполнения синхронизации ИВКЭ	Включает в себя проверку на отсутствие ошибок синхронизации устройств в журнале сбора. Если ошибки присутствуют, необходимо произвести дополнительные проверки.
Проверка генерации отчётов	Выполнить выгрузку и печать требуемых данных с целью проверки полученных форм требуемым форматам.

Функции по осуществлению контроля за эксплуатацией системы необходимо возлагать на обученный персонал с соответствующим уровнем доступа. Обучение должно включать курс по работе с администрированием ПО ИВК.

Контроль во время эксплуатации системы должен включать в себя контроль сбора данных с указанного оборудования по заданному расписанию, формирование шаблонных отчетов.

«Оперативный и дежурный персонал должен выполнять периодические визуальные осмотры технических компонентов ИИС на объектах учёта с

целью обнаружения неисправностей, несанкционированных вмешательств и отключений». [19]

Обслуживание должно производиться в соответствии с рекомендациями, указанными в документации к используемому оборудованию.

2.11 Требования к монтажу

На рисунке 10 представлена структурная схема автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии.

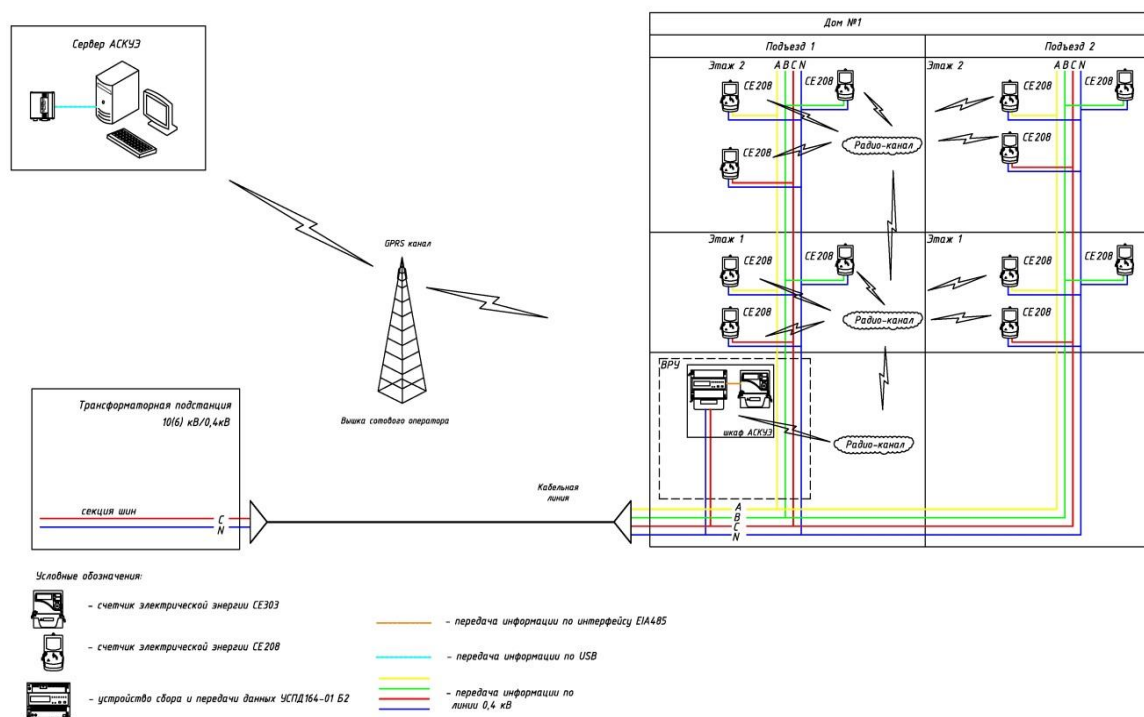


Рисунок 10 - Структурная схема автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии

«Шкаф АСКУЭ необходимо подключить в соответствии с приведенным в проекте кабельным журналом.

Монтаж ИИК ТУ производится в ВРУ домов, существующих этажных щитах МКД.

При монтаже в ВРУ кабели вторичных цепей трансформаторов тока и цепей напряжения прокладываются по существующим кабельным каналам. Цепи напряжения со стороны шин 0,4 кВ подключаются непосредственно к шине 0,4 кВ соответствующего фидера. Крепление кабеля к шине осуществляется при помощи болтового соединения. Вводные счетчики устанавливаются в сущ. шкафах учета. При плотном расположении шин 0,4 кВ предусмотреть установку трансформаторов тока на разном уровне с наращиванием ошиновки» [9].

2.11.1 Перечень работ при монтаже, пуске и наладке оборудования на энергетических объектах

Такие работы правильнее экономичнее осуществлять сразу на нескольких объектах, с учетом того что по каждому из объектов есть подготовленная и утвержденная документация.

Последовательность работ при монтаже и наладке каналов связи должна быть следующей:

- Монтаж во ВРУ домов - шкаф АСКУЭ, шкафа связи и вводные счетчики
- Монтаж у абонентов - абонентские счетчики электроэнергии.

Все монтажные действия должны быть проведены по нормативным документам, а именно: «Межотраслевые правила по охране труда (Правила техники безопасности) при эксплуатации электроустановок» и «Правила устройства электроустановок». При всех действиях по монтажу должны использоваться рабочие утвержденные чертежи, в соответствии с утвержденными монтажными схемами.

Монтаж должен выполняться подготовленными специалистами, имеющими соответствующую квалификацию, группу по электробезопасности (не ниже 3 группы) и обеспеченных защитными средствами.

Для работы на токоведущих частях или вблизи них при невозможности снятия напряжения с электроустановок (до 1000 В) используются диэлектрические коврики, на которых выполняются необходимые производственные операции с применением специализированного инструмента, обеспечивающего достаточную изоляцию персонала от токоведущих частей. При проведении подготовительных работ необходимо реализовать на месте выполнения работ, заявленные нормативными актами мероприятия, для того чтобы обеспечить выполнение правил техники безопасности. Указанные правила должны быть реализованы в соответствии с требованиями, указанные в документе «Правила использования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках». Все монтажные работы и работы по заземлению электроустановок производить в соответствии с документом «Правила устройства электроустановок» и в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79.

Также необходимо не забывать об обеспечении защиты от непосредственного контакта с электроустановками, для чего выполнять все рекомендации, указанные в требованиях к оборудованию. Для реализации защиты от непрямого контакта обеспечивается надёжное заземление электроустановок.

При монтаже кабельных проводок необходимо оставлять запас провода или кабеля, для возможности осуществления повторного присоединения. Места соединений и ответвлений должны быть доступны для осмотра и ремонта, провода и кабели не должны испытывать механических усилий.

Перечень испытаний, проводимых при проведении пуско-наладочных работ:

- разводка фаз приборов учета для сети 0,4 кВ;
- измерение сопротивления цепи петля «фаза-нуль»;
- контур-фаза трансформатора, цепь фазного и нулевого проводников.

Измерение перечисленных сопротивлений необходимо для проверки надежности аппаратов защиты от сверхтоков при замыкании фазного проводника на открытые проводящие части.

Методы проверки:

- измерением тока однофазного замыкания или нулевой провод;
- измерением полного сопротивления петли фаза-нуль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

Величина кратности тока для однофазного замыкания на землю по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автоматического выключателя должна быть не менее значения, указанного в ПУЭ.

При монтаже необходимо забывать о необходимости контроля за непрерывностью защитных проводников на наличие обрывов или поврежденных контактов в различных местах цепи.

На момент приемки оборудования и проведению проверочных кейсов, проводимых согласно ГОСТ Р50571.16-99 «непрерывность защитных проводников проверяется измерением полного сопротивления цепи "фаза-нуль" или тока однофазного замыкания на проводник. Непрерывность защитных проводников считается обеспеченной, если ток однофазного замыкания приводит к срабатыванию коммутационно-защитных аппаратов в течение нормированного времени отключения питания.

При профилактических испытаниях непрерывность защитных проводников проверяется только измерением сопротивления контактных соединений» [11].

При этом, согласно ПТЭЭП, прил.3, п.26.1; п. 28.5 «переходное сопротивление разборных контактных соединений заземляющих проводников не должно превышать 0,05 Ом» [12].

2.11.2 Визуальная проверка защитных устройств

Данный вид проверки необходим в связи с необходимостью проверки правильности осуществления монтажа защитных устройств и обеспечению соблюдения требования проекта в рамках реализации функционирования защитных устройств.

Данной проверке подвергаются автоматические выключатели, которые обеспечивают защиту устройств при повреждении изоляции, т.е. обеспечивают возможность отключения оборудования в случае возникновения таких случаев в сети. В основе их конструкции лежат расцепители, которые обеспечивают отключение посредством отключения автоматического выключателя оборудован от поврежденного участка схемы. Причем, при возникновении перегрузки в сети отключение осуществляется с использованием тепловым или электронных устройств, тогда как защита от которого замыкания - электромагнитными.

Согласно ГОСТ 9098-78 и ГОСТ Р 50345-99 «для автоматических выключателей номиналом до 63А времятоковые характеристики допускается не проверять» [1].

Визуальная проверка измерительных трансформаторов тока производится посредством определения величины сопротивления их основной изоляции – они должны соответствовать установленным нормам. «Измерения сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления» [15]. Причем заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

Длительность действия результатов соответствующей проверки должна соответствовать указанным в нормах испытаний электрооборудования и аппаратов Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Согласно ГОСТ Р50571.16-99 при измерении сопротивления изоляции необходимо учитывать «следующее:

- измерение сопротивления изоляции кабелей (за исключением кабелей бронированных) сечением до 16 мм² производится мегаомметром на 1000 В, а выше 16 мм² и бронированных - мегаомметром на 2500 В;

- измерение сопротивления изоляции проводов всех сечений производится мегаомметром на 1000 В. Если электропроводки, находящиеся в эксплуатации, имеют сопротивление изоляции менее 1 МОм, то заключение об их пригодности делается после испытания их переменным током промышленной частоты напряжением 1 кВ в соответствии с приведенными в данном издании рекомендациями» [23].

Для проверки сопротивлений изоляции электрических машин и аппаратов рекомендуется производить соответствующую проверку при температуре изоляции не ниже +5°C, чтобы избежать влияния температурных показателей на результаты измерений.

«При существенных различиях между результатами измерений на месте монтажа и данными завода-изготовителя, обусловленных разностью температур, при которых проводились измерения, следует откорректировать эти результаты по указаниям изготовителя. При измерении сопротивления изоляции силовых трансформаторов используются мегаомметры с выходным напряжением 2500 В. Измерения проводятся между каждой обмоткой и корпусом и между обмотками трансформатора» [25].

2.11.3 Защитное заземление устройств и защита от внешних воздействий

Для обеспечения защиты от взаимодействия персонала с токоведущими частями системы в данном описании учтены методы изолирования указанных частей.

Устранение возможности прямого прикосновения к токоведущим частям системы реализуется путем их ограничения в соответствии с правилами эксплуатации оборудования в соответствии с используемым уровнем напряжения.

Устранение возможности косвенного прикосновения реализуется путем обеспечения заземления всех частей оборудования, которые являются токопроводящими.

Дополнительным условием защиты является установленное значение заземляющего устройства, величина которого должна быть ≤ 4 Ом, сопротивление изоляции цепей, которые не являются электрически связанными должно соответствовать величине ≤ 20 Мом, при условии, что температура среды находится в диапазоне от 15°C до 25 °C окружающего воздуха, а относительная влажность $\leq 80\%$.

По общим требованиям безопасности все оборудование соответствует ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

«Кабель питания между шинами 0,4кВ и концентраторами проложить в существующих кабельных каналах. Подъем и спуск кабелей к оборудованию выполнить в коробе на прямых участках. При опасности нахождения в кабельных каналах грызунов предусмотреть защиту кабеля путём прокладки на опасных участках кабеля в защитных оболочках (металлорукав или броневая оплётка)» [7].

2.12 Порядок монтажа и подключения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии ИИС, рекомендации по монтажу

Основным документом, используемым при монтаже и подключении автоматизированной системы является «Схема расположения оборудования и проводок». Данный документ отражает всю необходимую информацию для проведения монтажных работ, связанных с реализацией необходимого варианта и типа исполнения на трансформаторной подстанции. На основании указанного документа, производится установка приборов учета в ТП, причем согласно чертежу, эти приборы с цифровым интерфейсом ЕІА485 объединяются в единый комплекс с УСПД.

Также в системе предусмотрена установка приоров учета на границе ответвления линии абонента от магистрали. Для установки выбраны приборы учета СЕ208 и СЕ303. Эти приборы являются приборами учета прямого включения по току со встроенным радио-модулем.

Указанные приборы, испытательная переходная коробка должны быть установлены в шкафах согласно чертежу «Чертеж размещения оборудования в шкафах, устанавливаемых на ТП».

Для монтажа испытательной переходной коробки рекомендуется использовать саморезы 4×40;

Оборудование системы учета установить согласно чертежа «Чертеж размещения оборудования в шкафах, устанавливаемых на ТП»

Приборы учета СЕ303 со встроенным радио-модулем установить согласно чертежа «Типовое размещение счетчика СЕ303 в шкафу учета» УСПД, автоматический выключатель, установить на монтажную планку (стандарт DIN EN 50 022).

Монтаж ИВКЭ и ПИК ТУ выполнить в соответствии с инструкциями по монтажу оборудования.

Все работы по монтажу и подключению «счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов тока, модемов, каналобразующей аппаратуры следует производить в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» гл. 1.5, а также руководствами по эксплуатации и по монтажу оборудования.

Нанесение знаков визуального контроля и опломбирования подлежат дверцы шкафов учета, защитные крышки автоматических выключателей для предотвращения несанкционированного доступа к измерительным и силовым цепям.

Пломбирование шкафов выполняется в соответствии с документацией на пластиковый шкаф.

При монтаже технических средств должны выполняться требования заводов-изготовителей, а также требования техники безопасности ПУЭ, издание седьмое, Москва, НЦ ЭНАС, 2003 г.:

- гл.1.7.1-1.7.48; 1.7.60-1.7.64 – при монтаже электропитания;
- гл. 2.3.112-2.3.135 - при прокладке кабеля.

Проектом предусматривается установка приборов учета СЕ303 с цифровым интерфейсом ЕІА485, СЕ303 и СЕ208 с использованием радио технологий» [9].

В проекте представлены схемы подключения, которые мы можем увидеть на рисунках 11, 12 и 13:

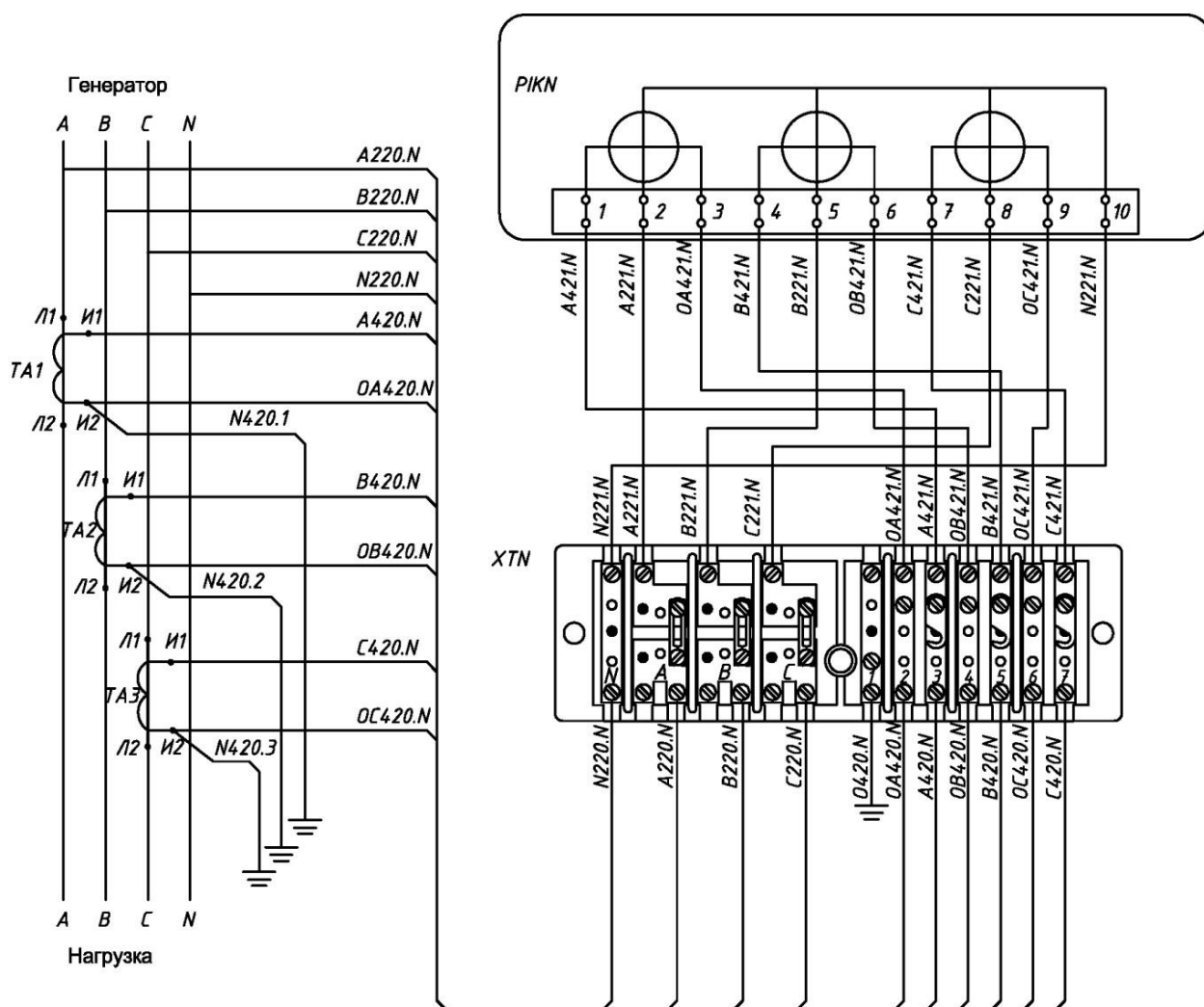


Рисунок 11 - Типовая схема подключения счетчика трансформаторного
включения по току СЕ303

Примечания:

- Перемычки переходной испытательной коробки должны быть замкнуты, что позволит обеспечить закорачивание вторичных токовых измерительных цепей;
- Перемычки на коробке испытательной переходной разомкнуть стационарно;
- «В токоизмерительных цепях между ХТН и РІКН предусмотреть запас провода 0 мм (петля) для подключения электроизмерительных клещей;
- В маркировке вторичных измерительных цепей N - порядковый номер прибора учета;
- На клеммы И1 и И2 трансформаторов тока не допускается подключение более двух проводов» [1];

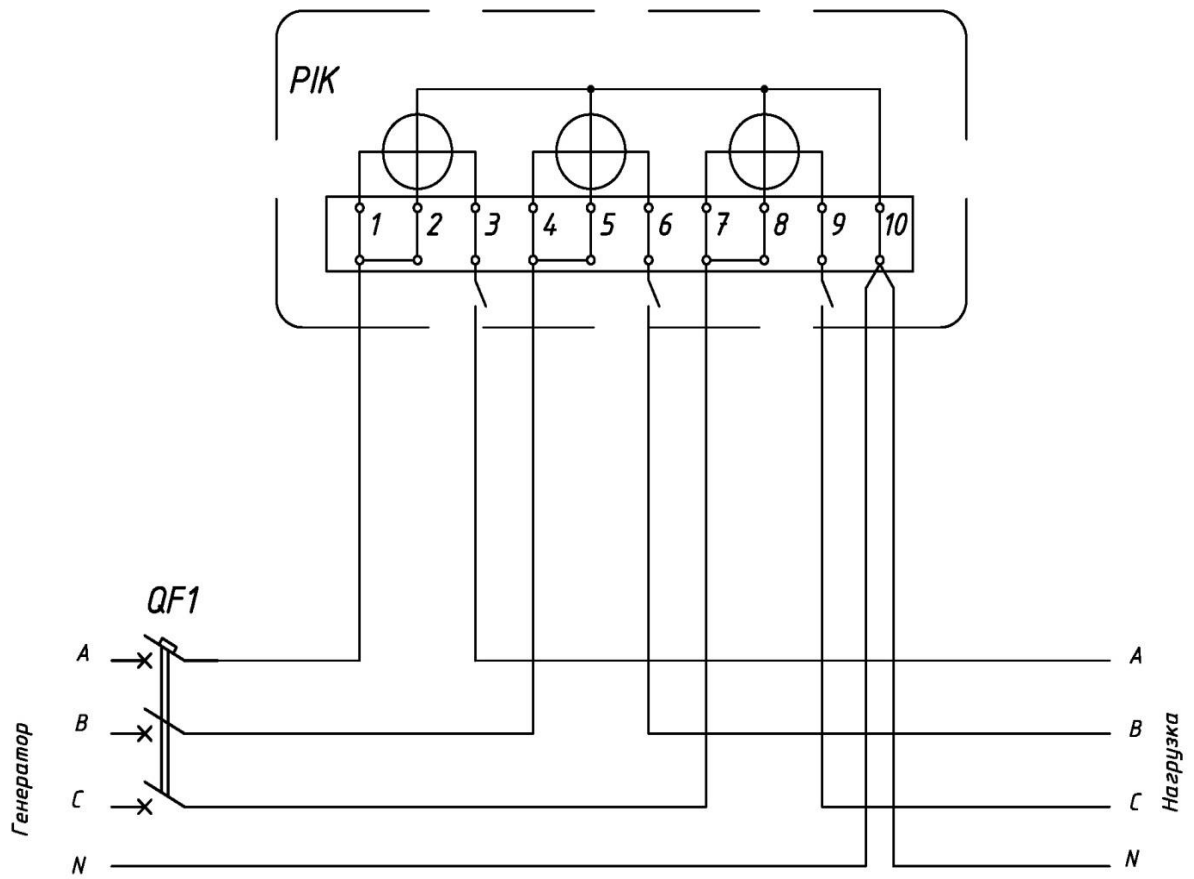


Рисунок 12 - Типовая схема подключения счетчика СЕ303

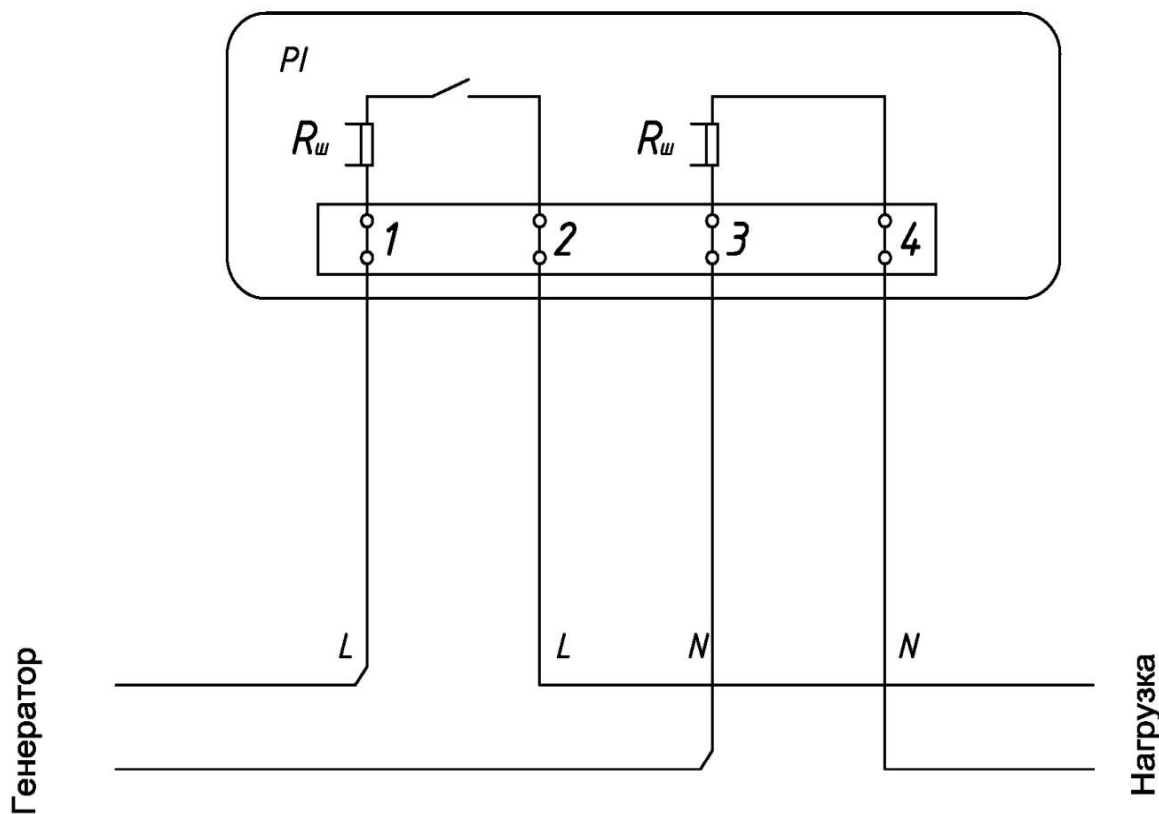


Рисунок 13 - Типовая схема подключения счетчика СЕ208

Подробные технические характеристики, электрические схемы подключения «представлены в паспортах на применяемое оборудование.

Размещение оборудования, указанное в рабочих чертежах, не является критичным. При проведении монтажных работ возможно изменение места установки, если данное размещение является более удобным.

Используемая марка кабеля не является критичной и может быть заменена на любую другую марку, удовлетворяющий требованиям ПУЭ к системам учета и климатическим условиям и расчетной проверки нагрузки вторичных цепей ТТ.

Перед включением комплекса технических средств в сеть следует внимательно ознакомиться с эксплуатационной документацией на элементы системы.

При программировании УСПД для сбора информации с приборов учета необходимо установить профили получасовых показаний, текущих показаний, показаний на конец суток, показаний на конец месяца, журналов событий.

Для передачи данных на сервер системы учета используется встроенный в УСПД GSM/GPRS - модуль с установленной SIM-картой с поддержкой пакетной передачей данных.

Защита от несанкционированного доступа к открытым клеммам измерительных цепей, трансформаторов тока и цепям напряжения обеспечивается пломбированием крышек приборов учета, испытательного клеммника» [9].

2.13 Прокладка кабельных линий

Работа по прокладке кабельных линий проводится четко по кабельному журналу. На кабеле, используемом для подключения к оборудованию посредством разъемов использовать наконечники НШВИ 0,75×8.

Подключение для провода ШВВП 2х0,75 к оборудованию производить посредством кабельных наконечников НШВИ 1,5×12.

В случае длинных кабельных линий необходимо использования специальных кабельных бирок на двух сторонах кабеля. Все кабели при монтаже должны быть пронумерованы посредством указанных бирок согласно кабельному журналу.

«Маркировка вторичных измерительных цепей осуществляется при помощи кембриков» [1].

Расположение оборудования в шкафу УСПД представлено на рисунке 14, а схема кабельных связей на рисунке 15.

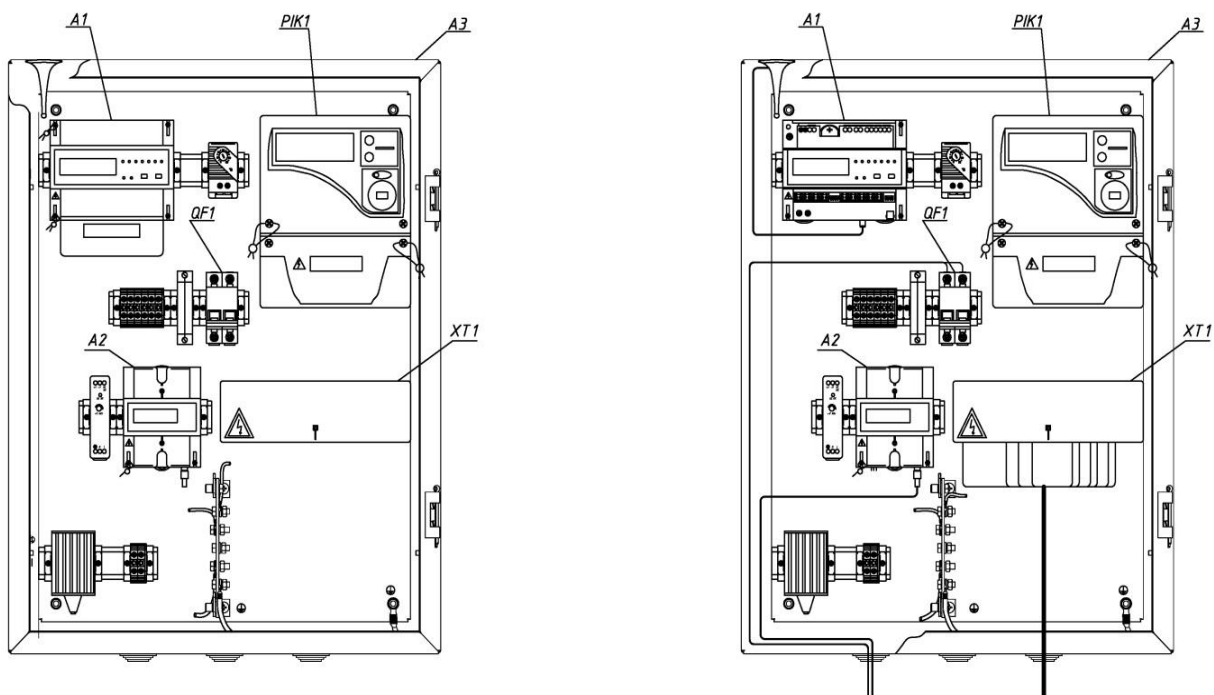


Рисунок 14 - Расположение оборудования в шкафу УПСД

Список используемого оборудования приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Список устанавливаемого оборудования в УСПД

№	Обозначение	Наименование	Кол-во
1	QF1	Выключатель автоматический двухполюсный 4А С ВА47-29 4.5кА (MVA20-2-004-C)	1
2	A1	УСПД	1
3	A2	Радиомодем CE 831C1.03	1
4	PIK1	Счетчик электрической энергии CE303 S31 503-JAVZ	1
5	XT1	Коробка испытательная переходная для электросчетчиков КИП-С 245519(КЭА3)	1
6	A3	Шит учетный герметичный (ЩУГ) (ЩУГ-1)	1

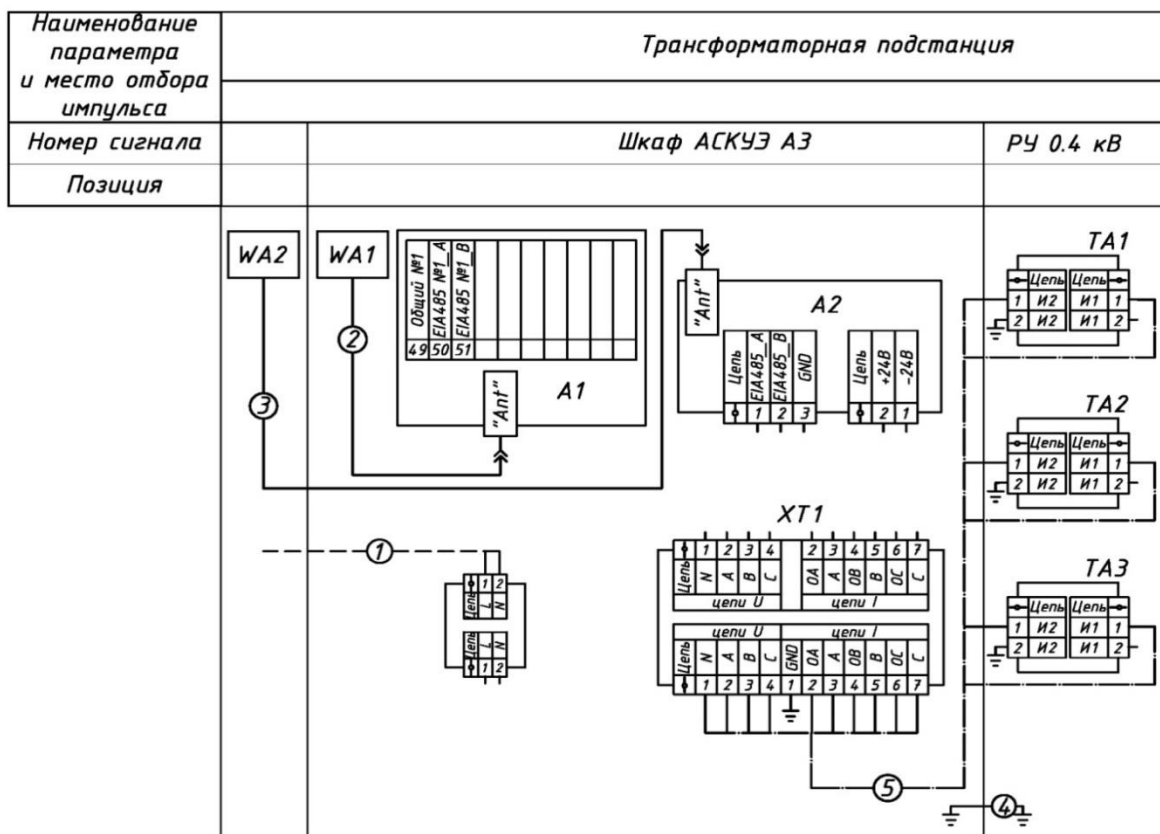


Рисунок 15 - Схема кабельных связей

Список устанавливаемого оборудования приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Список устанавливаемого оборудования

Обозначение	Наименование	Кол-во
QF1	Выключатель автоматический двухполюсный 4А С ВА47-29 4.5кА (MVA20-2-004-С)	1
XT1	Коробка испытательная переходная для электросчетчиков КИП-С 245519(КЭАЗ)	1
ТА1, ТА2, ТА3	Трансформаторы тока	3
А1	УСПД	1
А2	Радиомодем СЕ 831С1.03	1
А3	Шит учетный герметичный (ЩУГ) (ЩУГ-1)	1
WA1	Антенна GSM/3G/4G	1
WA2	Антенна - радио	1

Приблизительная стоимость оборудования:

- выключатель автоматический двухполюсный 4А С ВА47-29 4.5кА (MVA20-2-004-C) - 405 руб.
- коробка испытательная переходная для электросчетчиков КИП-С 245519(КЭАЗ) - 310 руб.
- трансформатор тока – 1 276 руб.
- радиомодем CE 831C1.03 – 19 989 руб.
- щит учетный герметичный (ЩУГ) (ЩУГ-1) – 2 173 руб.
- антенна GSM/3G/4G - 1 000 руб.
- антенна модуля передачи сигнала - радио – 270 руб.
- УСПД АСКУЭ – 29 681 руб.
- счетчик электрической энергии CE303 S31 503-JAVZ – 5 633 руб.

Цены по состоянию на Март 2021г.

Калькуляция указанных затрат позволяет определить сумму, затрачиваемую на оборудование одной автоматизированной точки учета на трансформаторной подстанции. Итоговая сумма равна 60737 рублей.

Способы планировки размещения указанного оборудования в ТП приведены на рисунках 16, 17, 18 и 19:

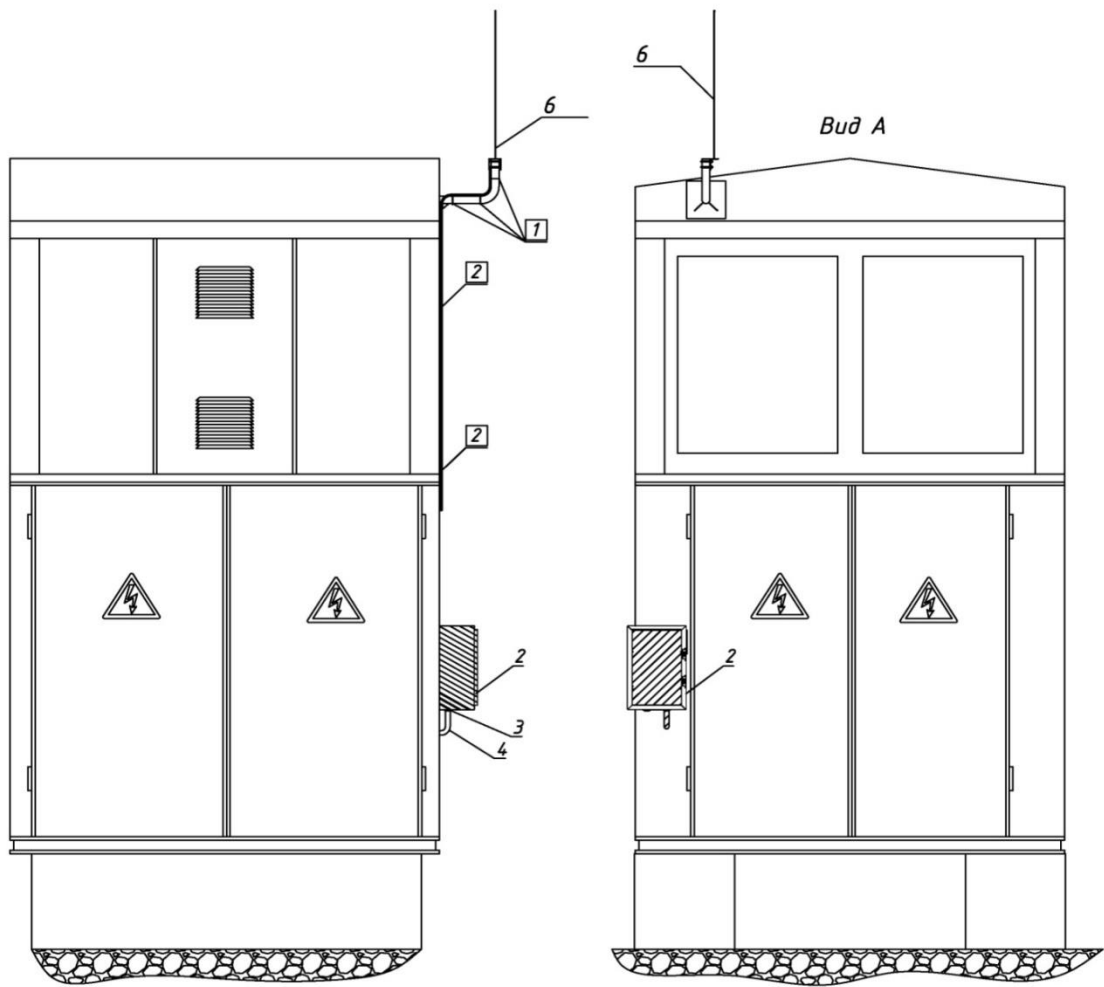


Рисунок 16 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип А

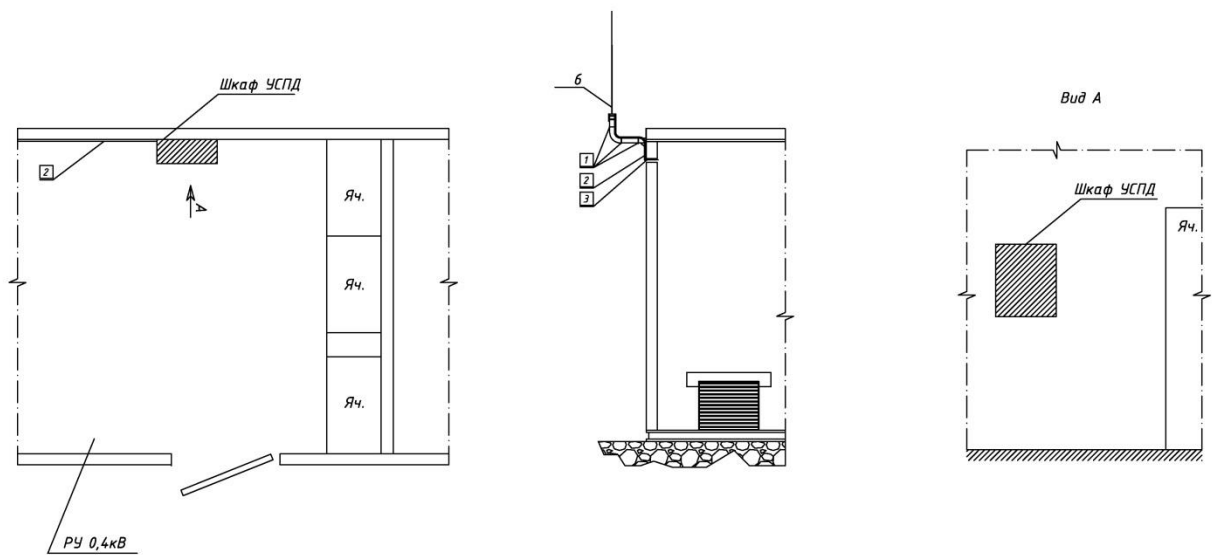


Рисунок 17 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип Б

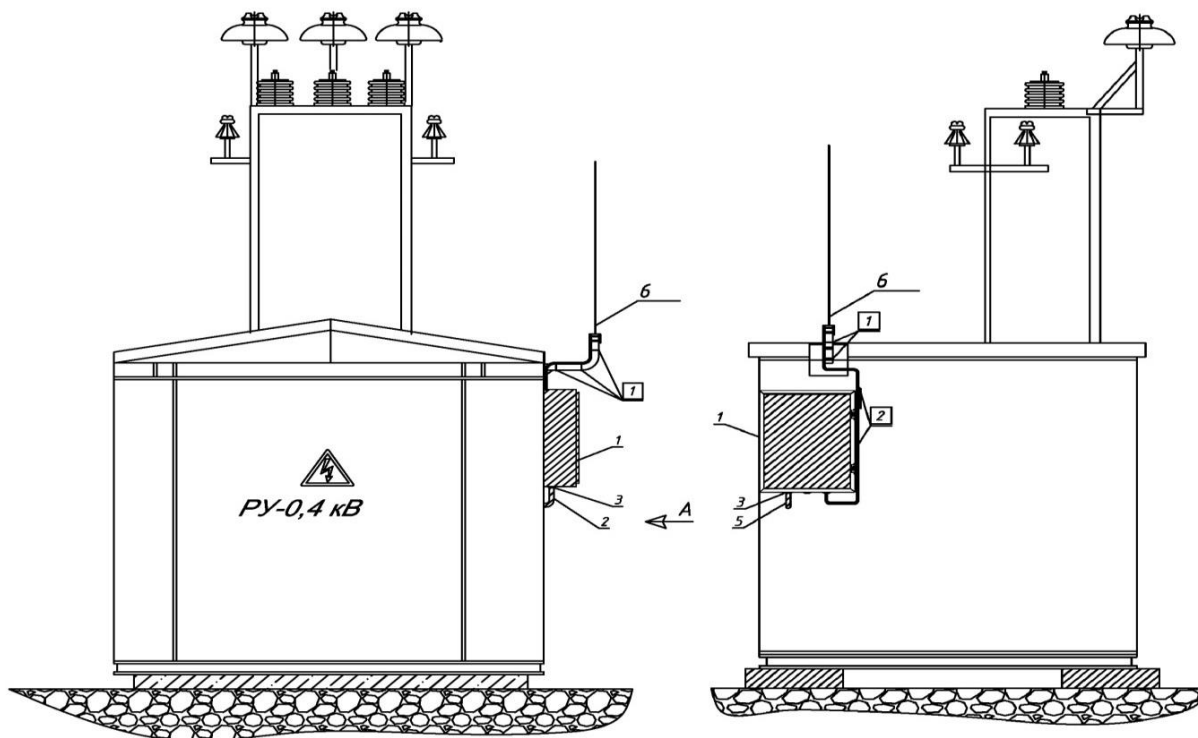


Рисунок 18 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип В

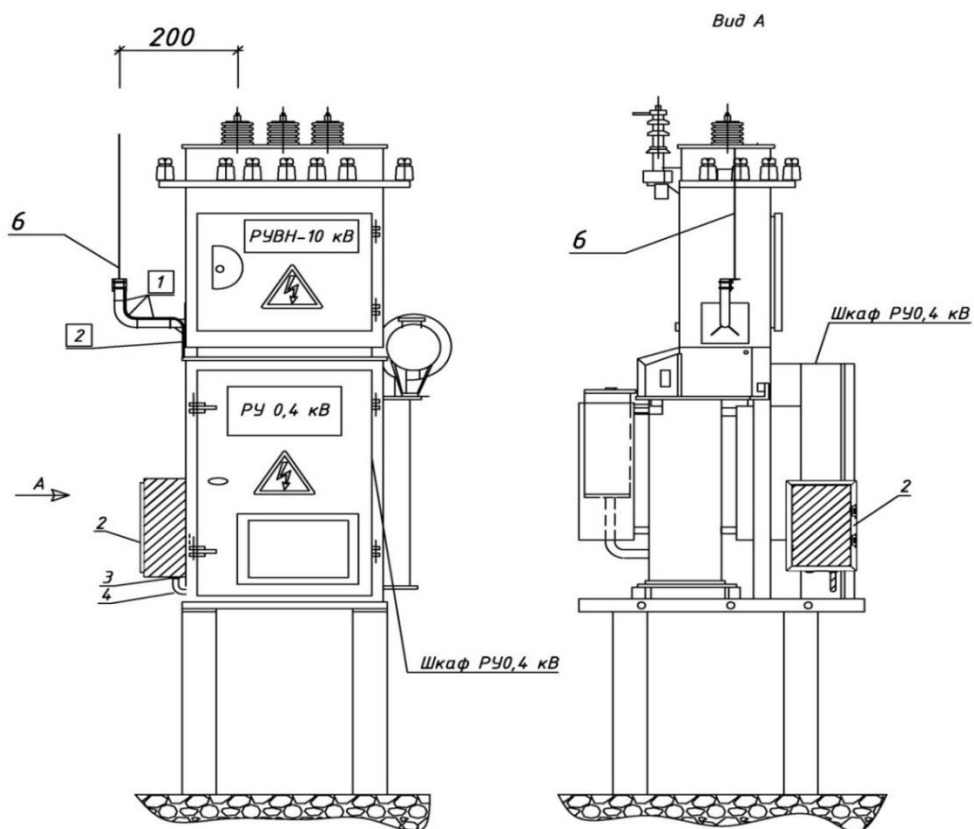


Рисунок 19 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип Г

Список необходимого для монтажа оборудования представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Список используемого оборудования

№	Наименование	Кол-во
1	Антенна для приема сигнала с рабочей частотой (433,92 МГц), шт.	1
2	Шкаф УСПД, шт.	1 шт.
3	Сальник PG36, шт.	1 шт.
4	Кабель контрольный КВВГнг 10х2,5, м	5 м.
5	Кабель ВВГнг 2х2,5, м	5 м.

Дополнительные рекомендации:

1. Для крепления провода к кронштейну, а также для фиксации антенного кабеля использовать стяжные хомуты. Также фиксировать антенный кабель в ТП посредством специальных самоклеющихся площадок.

2. Для вывода антенного кабеля на фасад в стенке ТП необходимо просверлить отверстие (угол сверления 15°), укрепив его с помощью металлической гильзы диаметром 40мм. Для герметизации отверстия использовать монтажную пену.

3. Указанная в чертежах планировка расположения приборов не является точно фиксированной и доступна для модернизации и дополнения.

4. Для крепления шкафа УСПД использовать саморезы.

5. Если в месте установки оборудования наблюдается нестабильный сигнал, то рекомендуется установка приемных антенн на крыше распределительного устройства на металлические площадки. При этом необходимо обеспечить им защиту от влаги, посредством использования специализированной краски.

6. По возможности шкаф УСПД необходимо устанавливать на высоте не более 1,7 м от уровня земли до верхней части шкафа. Если такой возможности нет, то данное расположение необходимо дополнительно согласовать.

7. Способ монтажа шкафа на ТП определяется в соответствии с чертежами для ТП (тип А, тип Б, тип В, тип Г).

8. Расстояние между антенной до токоведущими частями линии 6/10кВ должно соответствовать пункту 2.5.125 ПУЭ

Внешний вид этажного шкафа показан на рисунке 20.

Измерительные приборы устанавливаются в существующие этажные щиты.

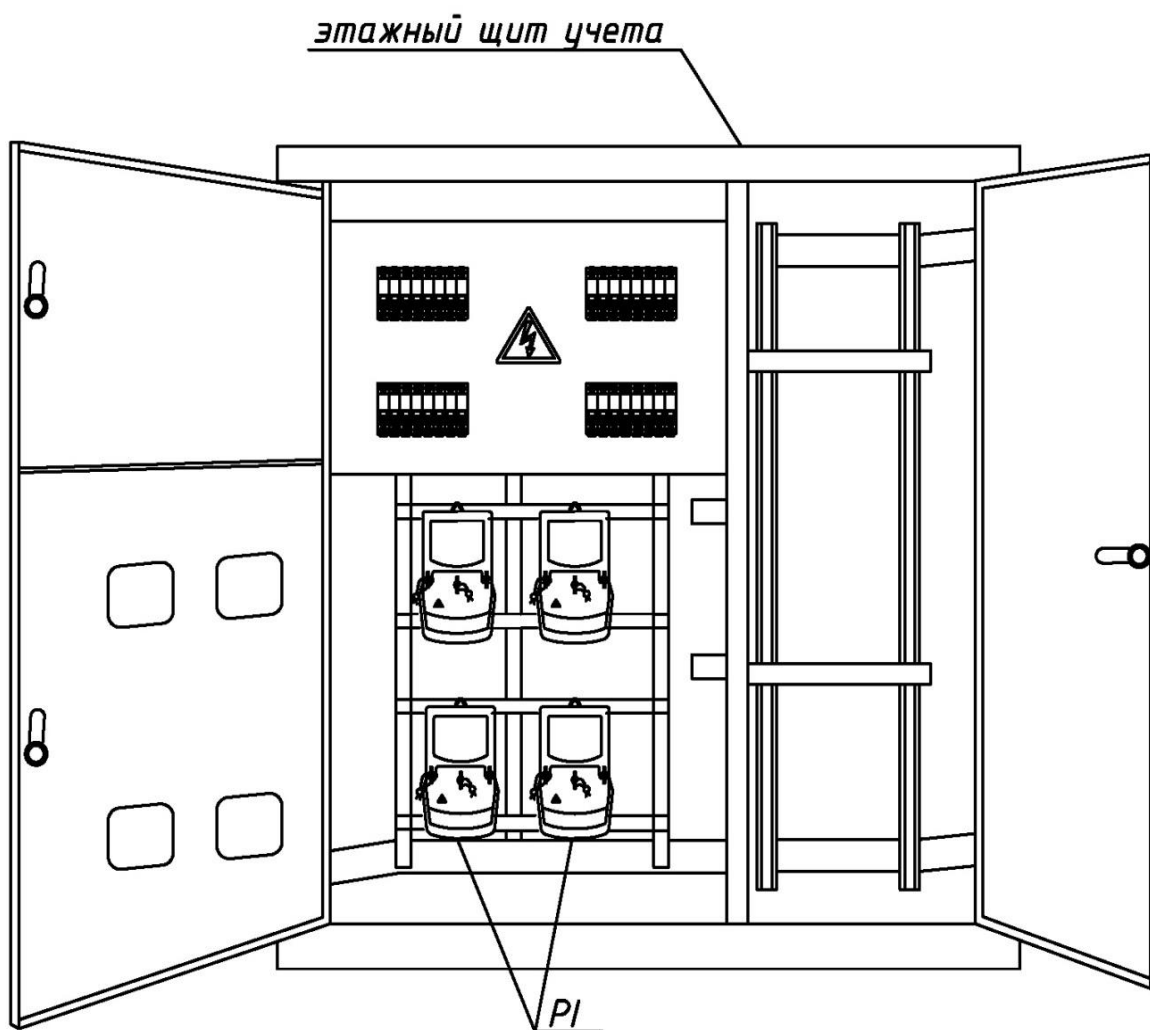


Рисунок 20 - Этажный шкаф

Выводы к разделу 2

В данной части магистерской работы были рассмотрены основные уровни, выделяемые при построении автоматизированных систем контроля и измерения тока. Во второй главе был рассмотрен принцип построения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. Согласно проведенному анализу были выделены следующие уровни:

1. На первом уровне был рассмотрен измерительно-информационный комплекс, включающий в себя счетчики электроэнергии, ТТ и ТН, а также вторичные измерительные цепи.

2. На втором уровне был рассмотрен информационно-вычислительный комплекс, включающий в себя «модемы GSM/GPRS, преобразователи цифровых интерфейсов, устройства сбора и передачи данных, PLC-модемы различных типов, линии связи между устройствами». [1] Инструментарий данного уровня позволяет осуществлять сбор данных о потреблении электрической энергии и передачу их на следующий уровень.

2. На третьем уровне был рассмотрен информационно-вычислительный комплексом, представляющий собой систему хранения данных (БД), а также различные приборы для обработки полученной информации, использующие специализированное программное обеспечение.

Также в данном разделе выделены основные технические аспекты построения автоматизированной системы считывания показаний, а также сформулированы рекомендации по их монтажу.

Также была определена методология расчета измерительных цепей тока и сформулированы методы, которые могут быть использованы для отслеживания возможных нарушений в работе системы.

3 Технико-экономическое обоснование внедрения системы АСКУЭ

Для расчета экономической эффективности внедрения проекта системы учета электроэнергии могут использоваться различные методики. Одна из наиболее распространенных из них оценка величины положительных последствий (критериев) от внедрения системы за вычетом возможных негативных факторов. Полученная величина варьируется в диапазоне от 16 до 32% потребления электроэнергии за период 1 год. При этом срок окупаемости затрат, произведенных при покупке и сборке системы составляет всего около года. Использование систем АСКУЭ для расчета потребленной электроэнергии сетевыми организациями и гарантирующим поставщиком позволяет обеспечить увеличение точности расчетов электроэнергии, обеспечивается экономию средств организаций и приводит к уменьшению технических затрат.

Основным фактором, приводящим к появлению такой экономии в результате проведения автоматизации учета электроэнергии, является уменьшение влияния человеческого фактора на процесс распределения и расчета потребленной электроэнергии. Однако в настоящее время влияние человеческого фактора на принятие решений остается достаточно большим, именно поэтому, пока система автоматизированного учета электроэнергии преимущественно используется для выявления неблагоприятных факторов учета, таких как потери электроэнергии непосредственно в сетях, а также нетехнические потери электроэнергии.

«Уровень энергопотребления предприятия складывается из двух составляющих: базовой и организационно-технической. Базовая составляющая определяется энергоемкостью установленного технологического оборудования. Организационно-техническая составляющая (ОТС) определяется режимами эксплуатации оборудования, которые задаются персоналом предприятия, исходя из производственных и личных интересов и потребностей. Изменение первой базовой составляющей

энергопотребления требует замены устаревших энергоемкого оборудования и техпроцесса более современными и менее энергоемкими, что связано с модернизацией производства и привлечением крупных инвестиций и в условиях нашей экономики проблематично.» [15].

3.1 Организационно-техническая составляющая электропотребления

На рисунке 21 представлена структурная схема экономической эффективности.

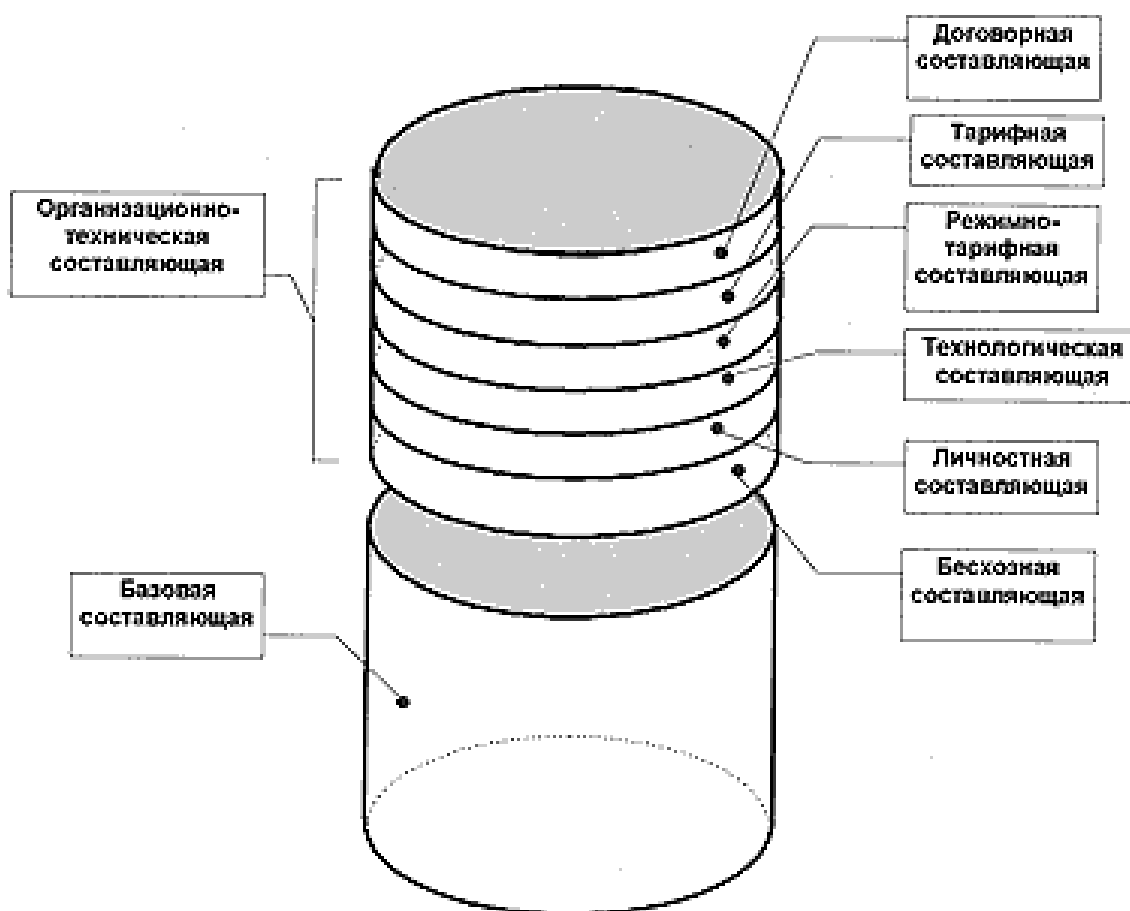


Рисунок 21 – Структурная схема экономической эффективности

Для увеличения базовой составляющей потребления электроэнергии в системах энергоснабжения необходимо обеспечить использование преимущественно более эффективных электрических приемников, а также менее энергоемких машин и аппаратов. Однако очевидно, что такой путь влечет за собой значительное увеличение затрат, что в условиях

действующей экономики для многих категорий поставщиков и потребителей может оказаться неосуществимым. Именно поэтому, значительное внимание при анализе экономической эффективности энергопотребления принято обращать на организационно-техническую составляющую энергопотребления. Это связано с тем, что ее увеличение можно осуществить при использовании меньших затрат, при этом эти затраты быстро окупаются. Также необходимо обратить внимание на то, что увеличение организационно-технической составляющей остается даже после сокращения базовой составляющей потребления.

Организационно-техническая составляющая электропотребления состоит, по крайней мере, из шести частей» [11]:

- режимно-тарифная составляющая – данная составляющая связана режимом использованием оборудования относительно его времени его использования. В автоматизированных системах учета принято использовать преимущественно дифференциацию по зонам суток, или, как часто принято использовать в настоящее время термин – тариф «день/ночь». Использование такой дифференциации позволяет обеспечить уменьшение затрат на электроэнергию, посредством настройки режимов оборудования таким образом, чтобы использовать его во временных промежутках с пониженной ставкой по тарифам. Эта составляющая позволяет получить наибольшую выгоду при настройке систем АСКУЭ таким образом, чтобы обеспечить анализ и прогнозирование состава нагрузок в течении суток;

- личностная составляющая – «связана с рациональным использованием электроэнергии. В свою очередь на предприятиях, это выражается в использовании оборудования в личных целях. Снизить такую составляющую способна система АСКУЭ глубокого технического учета с расчетом реальных удельных норм на единицу оборудования. Такую систему более выгодно применять на локальных участках» [17].

- договорная составляющая – данная составляющая обеспечивается договорными расчетами с гарантирующим поставщиком. Использование

такого способа расчетов часто приводит к получению к расчету завышенных показаний, что в свою очередь приводит к переплатам и финансовым потерям. При использовании для расчетов системы АСКУЭ эта составляющая сводится к нулю.

- технологическая составляющая – данная составляющая связана с режимами работы оборудования, которые для него не предусмотрены производителем, а также с неэффективным его использованием. Обеспечить снижение данной составляющей можно обеспечить путем использования системы АСКУЭ для анализа хозрасчета по энергоресурсам между локальных центров сбора показаний.

- тарифная составляющая – данная составляющая обеспечивается расчетами потребителя с гарантирующим поставщиком, причем не по выгодному для потребителя тарифам, а по реальным значениям. Использование АСКУЭ позволяет минимизировать данную составляющую сводится к минимуму при создании АСКУЭ, посредством отслеживания действующих и перспективных тарифов.

- бесхозная составляющая – данная составляющая в отсутствии отдельных категорий потребителей в обеспечении экономичного использования электроэнергии.

На различных объектах энергопотребления влияние перечисленных составляющих неоднородно и имеет разную эффективность. В условиях сокращения организационно-технической составляющей энергоэффективность может увеличиться до 16-32% и более от общего потребления. Обеспечить такой эффект позволяет только использования для учета электроэнергии систем АСКУЭ.

Одна из главных задач при внедрении АСКУЭ является уменьшение влияния человеческого фактора на учет электроэнергии.

Особо большой эффект от применения АСКУЭ получают энергосбытовые компании, т.к. использование АСКУЭ позволяет минимизировать ряд коммерческих потерь электрической энергии.

Потери электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям считаются одним из самых первоочередных показателей эффективности работы сетей электроэнергетики. Когда их величина составляет 4-5% - это является приемлемым, 10% - это предельно допустимая цифра для их технической составляющей. Превышение этих цифр говорит о нарастающих проблемах и необходимости их своевременного решения:

- устаревание оборудования;
- плохое управление;
- неэффективное наблюдение за оплатой электроэнергии потребителями;
- уменьшение инвестиций;
- физический износ электрических сетей;
- неправильная эксплуатация оборудования.

В настоящее время проблема снижения потерь энергии становится все более актуальной.

3.2 Структура коммерческих потерь

Представляя себе идеальную электрическую сеть, мы, прежде всего, сказали бы, что «коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, определяемые расчетным путем, должны быть равны нулю. В реальных условиях отпуск в сеть, полезный отпуск и технические потери определяются с погрешностями. Их разности фактически и являются структурными составляющими коммерческих потерь. Они должны быть по возможности сведены к минимуму за счет выполнения соответствующих мероприятий по их снижению.

В общем случае составляющие коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в три группы:

- обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям;
- обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков

энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии;

- обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию» [21].

3.2.1 Коммерческие потери, источником которых является погрешность измерений электроэнергии, которая была отпущенная в сеть и погрешность полезного отпуска электроэнергии

«К основным наиболее значимым составляющим погрешностей измерительных комплексов, в которые могут входить трансформатор тока, трансформатор напряжения, счетчик электроэнергии, линия присоединения счетчика электроэнергии к трансформатору напряжения, относятся:

1) погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса, определяемые классами точности трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика электроэнергии (допустимые метрологические потери электроэнергии);

2) дополнительные погрешности измерений электроэнергии в реальных ненормированных условиях эксплуатации измерительных комплексов, обусловленные:

- заниженным против нормативного коэффициентом мощности нагрузки (дополнительной угловой погрешностью);

- влиянием на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты;

- недогрузкой и перегрузкой трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика электроэнергии;

- несимметрией и уровнем подведенного к измерительному комплексу напряжения;

- работой счетчика электроэнергии в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкой температурой;

- недостаточной чувствительностью счетчиков электроэнергии при их малых нагрузках, особенно в ночные часы;

3) систематические погрешности, обусловленные сверхнормативными

сроками службы измерительного комплекса;

4) погрешности, связанные с неправильными схемами подключения электросчетчиков, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, в частности, нарушениями фазировки подключения счетчиков;

5) погрешности, обусловленные неисправными приборами учета электроэнергии;

6) погрешности снятия показаний электросчетчиков из-за:

- ошибок или умышленных искажений записей показаний;

- неодновременности или невыполнения установленных сроков снятия показаний счетчиков, нарушения графиков обхода счетчиков;

- ошибок в определении коэффициентов пересчета показаний счетчиков в электроэнергию» [21].

3.2.2 Коммерческие потери, источником которых является занижение полезного отпуска из-за некорректной деятельности сбытовых компаний, а также хищения электроэнергии

Данный вид потерь состоит из нескольких компонентов:

- потери, возникшие в процессе формирования и выставления счетов электроэнергии;

- неточности, возникающие в результате того, что даты снятия показаний со счетчиков коммерческого учета могут не совпадать с расчетным периодом;

- расчеты, возникшие в результате выполнения договоров, составленных на базе безучетного потребления электроэнергии;

- наличие потребителей электроэнергии, с которыми не заключен договор энергоснабжения;

- потери, связанные с осуществлением хищений электроэнергии.

3.2.2.1 Потери, возникшие в процессе формирования и выставления счетов электроэнергии «обусловлены:

- неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе:

- недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;
- ошибками в корректировке данных о потребителях и т. п.;
- невыставленные счета за оплату потребленной энергии, несформированные по причине отсутствия точных данных по отдельным потребителям и отсутствию текущего контроля за степенью актуальности информации;
- недостаточность проверки и возникновение ошибок в счетах абонентов, рассчитывающихся по специальным тарифам;
- недостаточность контроля за корректировкой выставленных счетов и.т.п..

3.2.2.2 Неточности, возникающие в результате того, что даты снятия показаний со счетчиков коммерческого учета могут не совпадать с расчетным периодом

Большой объем информации, связанный с тем что количество абонентов сетевых компаний, как правило, составляет не малую цифру, недостаточное количество персонала, осуществляющего контролируемую деятельность, а также, очень неэффективное использование системы АСКУЭ, часто ведет к тому, что показания приборов учета у большого количества потребителей берутся раньше наступления расчетного периода или же передаются в сетевую компанию непосредственно потребителем.

«В обоих случаях снижается полезный отпуск и, как следствие, увеличиваются коммерческие потери.

Особенно это характерно для второго случая, когда показания снимаются самим потребителем, что позволяет ему занижать потребление и относить платежи на поздние сроки» [21].

3.2.2.3 «Потери при выставлении счетов обусловлены:

- 1) неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе:
 - недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;

- ошибками в корректировке данных о потребителях и т. п.;

2) ошибками при выставлении счетов показания счетчиков у большинства потребителей снимаются раньше расчетного периода или же передаются самим потребителем.

В обоих случаях снижается полезный отпуск и, как следствие, увеличиваются

коммерческие потери.

Особенно это характерно для второго случая, когда показания снимаются самим потребителем, что позволяет ему занижать потребление и относить платежи на поздние сроки» [21].

3.2.2.4 Наличие потребителей электроэнергии, с которыми не заключен договор энергоснабжения

В последнее время, практически повсеместно в энергосистемах начали появляться объекты, как правило, это жилые дома, у которых нет заключенных договоров с ресурс снабжающими организациями. Потребители таких объектов никому не оплачивают счета за потребленную электрическую и тепловую энергию, мотивируя это отсутствием с ними договорных отношений. Попытки произвести отключение таких неплательщиков, как правило, не дают особых результатов, так как такие потребители вновь и вновь осуществляют самовольное подключение к сетям.

3.2.2.5 «Потери от хищений электроэнергии в связи незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета и т. д.

Это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь, которая является предметом заботы энергетиков в большинстве стран мира.

Обобщение международного и отечественного опыта по борьбе с хищениями электроэнергии показало, что в основном ими занимаются бытовые потребители. Имеют место кражи электроэнергии, осуществляемые промышленными и торговыми предприятиями, но объем этих краж нельзя считать определяющим» [21].

3.2.3 Коммерческие потери, источником которых является нарушение потребителями коммерческой дисциплины, т.е. возникновение задолженности по оплате за электроэнергию

Нарушение коммерческой дисциплины, т.е. осуществление оплаты счетов за потребленную электроэнергию позже установленной даты, в том числе и «сезонной составляющей» определяет данную составляющую потерь.

«Данная составляющая коммерческих потерь электроэнергии имеет место в связи с тем, что бытовые потребители объективно не в состоянии одновременно снять показания счетчиков и оплатить за электроэнергию. Как правило, платежи отстают от реального электропотребления, что, безусловно, вносит погрешность в определение фактического полезного отпуска бытовым потребителем и в расчет фактического небаланса электроэнергии, так как отставание может составлять 1–3 месяцев и более» [21].

Действительный объем отпущенной бытовым потребителям электроэнергии может быть определен очень неточно и в силу ряда причин, его прогноз очень сложен:

- нерегулярность внесения платежей за потребленную электроэнергию некоторыми категориями потребителей (например, в сельской местности);
- сезонность внесения платежей за потребленную электроэнергию некоторыми категориями потребителей (например, СНТ);
- в России дважды в год производится повышение платы за потребленную электроэнергию, данная информация является общедоступной. Анализ потребления показывает, что объем потребления заявленной электроэнергии от населения накануне повышения тарифов резко возрастает, а затем снижается;

Также значительной долю потерь на энергоснабжающих предприятиях являются не взимаемые долговременные счета и долговые обязательства, связанные с отсутствием отлаженной процедуры взыскания оплаты,

неплатежеспособность абонентов и отсутствием учета счетов без оплаты и плохая организация управления оплатой.

Заключение

В соответствии с целью данной магистерской диссертации на примере существующих систем сбора показаний с приборов учета электроэнергии был проведен анализ целесообразности использования таких систем, с учетом общего развития области энергопотребления и появления более экономически эффективных систем, в частности систем автоматизированного учета электроэнергии. Рассмотренная система учета электроэнергии, которая является действующей для ряда организаций обладает рядом недостатков, сказывающихся на ее экономической эффективности, а именно:

- отсутствие организованности у абонентов системы в рамках передачи показаний, т.е. подача показаний с нарушением оговоренных договором сроков;

- ошибки при передаче показаний;

- невнимательность при их снятии, в результате чего – их некорректность;

- нарушение сроков эксплуатации приборов абонентами, несоответствие их характеристик нормативным актам;

- необходимость контроля потребления энергии с привлечением дополнительного персонала (обходы контроллерами);

- хищение электроэнергии;

- несанкционированный доступ к сетям.

Анализ существующих источников информации позволил определить, что в настоящее время, влияние указанных факторов на экономическую эффективность можно значительно снизить, посредством использования автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. В данной магистерской диссертации представлено описание системы АСКУЭ, принцип действия, виды устройств, входящих в систему.

Также произведено описание технических решений, используемых для реализации системы. Даны рекомендации по монтажу с отсылкой к реализованным чертежам по установке и подключению.

Системы сбора показаний индивидуальных приборов учета граждан-потребителей с применением систем АСКУЭ обладают рядом достоинств:

- дистанционное считывание параметров приборов учета;
- исключение человеческого фактора при снятии показаний;
- удаленное обслуживание;
- отслеживание аварий и нестандартных ситуаций;
- снижение трудозатрат на обходы и проверки;
- использование приборов учета, соответствующих всем нормам электроснабжения.

В данной магистерской работе был исследован экономический эффект от применения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии на различных уровнях.

Список используемой литературы

- 1 Аметистов, Е.И. Основы современной энергетики под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. М.: Издательство МЭИ, 2004. 822с.
- 2 Ахтямов Э.И. Комплексный учет энергоресурсов // Евразийский Союз Ученых (ЕСУ). - 2016. - №1. - С. 31-35.3
- 3 Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2009. 134 с.
- 4 Баландин В.С., Нешина Е.Г., Кисманов С.С. Внедрение систем АСКУЭ в условиях жилищно-коммунального сектора // Научная электронная библиотека URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=36482526> (дата обращения: 05.03.2021).
- 5 Барыбин В.В. Справочник по проектированию электроснабжения. 3-е изд. М: Энергоатомиздат, 2008. 278 с.
- 6 Болонкина Е.А., Тюпикова Т.В. Системный анализ в науке и образовании // Научная электронная библиотека URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=12499827> (дата обращения: 21.03.2021).
- 7 Бычков, В. В. Основы теории электрических цепей. СПб.: Лань, 2002. 370 с.
- 8 Герасимова В.Г., Дьякова А.Ф., Попова А.И. Электротехнический справочник Т.3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии/ В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, А.И. Попова и др. – М.: МЭИ, 2002. 964 с.
- 8 Герцев А.Ю., Иванов В.Ю. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии // НИЦ "Апробация". - 2014. - №8. - С. 15-21.
- 10 Григорьев, В.И. Справочник энергетика: учебник – М.: Колос, 2006.

- 11 Группа «НЭК» // Независимые энергетические компании. URL: <http://www.n-elektro.ru/>. (Дата обращения 15.07.2021).
- 12 Гуртовцев А.Д. Правила приборного учета электроэнергии. Главный проект Российских энергетиков / Новости ЭлектроТехники. 2004. 372 с.
- 13 Елгин А.А. Производство и передача электроэнергии: учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2008.
- 14 ЕХС // Электрический портал URL: <http://www.elec.ru/>. (Дата обращения 14.01.2020).
- 15 Журнал «ИСУП» // Отраслевой научно-технический журнал: URL: <http://isup.ru/articles/6/335/>. (Дата обращения 23.09.2020).
- 16 Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. М.: Интермет Инжиниринг, 2005. 216 с.
- 17 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : учеб.-произв. изд. В 6 т. Т. 4-6 - М. : Папирус Про, 2005.
- 18 Новости энергетики // Последние новости энергетики России. Информационный портал URL: <http://novostienergetiki.ru/>. (Дата обращения 01.12.2020).
- 19 ПУЭ 7. Правила устройств электроустановок. М.: Стандартинформ, 2009. 289 с.
- 20 Пыхтин В.В. Электроматериаловедение. Комсомольск-на-Амуре: КнАГТУ, 2003. 180 с.
- 21 Сапунков, М. Л. Основы расчета и проектирования электроснабжения предприятий. / М. Л. Сапунков. Пермь: ПГТУ, 2003. 310 с.
- 22 Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. М.: ИРПО; ПрофОбрИздат, 2002. 370 с.
- 23 Считыватель показаний портативный СПП-1. М: МНПП "Сатурн", 2010. 29 с.
- 24 Тубинис В.В. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью / Электро. 2003. 282 с.

25 Тубинис В.В. Особенности организации коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6–10 кВ с токоограничивающими реакторами / Электро. 2004. 169 с.

26 Тубинис В.В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии в Италии / Электро, 2004. 239 с.

27 Чунихин, А.А. Электрические аппараты. / А.А. Чунихин. М.: Энергоатомиздат, 2001. 350 с.

28 Энергетика // Электрические сети, оборудование электроустановок URL: <http://forca.ru/>. (Дата обращения 06.03.2021).

29 Энергомера // Счетчики электроэнергии, АСКУЭ. URL: <http://www.energomera.ru/>. (Дата обращения 17.12.2020).

30 Gercek C., Reinders A. Smart Appliances for Efficient Integration of Solar Energy: A Dutch Case Study of a Residential Smart Grid Pilot // Applied sciences, 2019. Vol. 9. Issue 3 Num. 581.

31 Parejo A., Personal E., Larios D. F., Guerrero J.I., García A., León C. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines // Sensors, 2019. Vol. 19. Issue 3 Num. 576.

32 Prado J.C., Qiao W., Qu L., Agüero J. R. The Next-Generation Retail Electricity Market in the Context of Distributed Energy Resources: Vision and Integrating Framework // Energies, 2019. Vol. 12. Issue 3 Num. 491.

33 Pramangioulis D., Atsonios K., Nikolopoulos N., Rakopoulos D., Grammelis P., Kakaras E. A Methodology for Determination and Definition of Key Performance Indicators for Smart Grids Development in Island Energy Systems // Energies, 2019. Vol. 12. Issue 2 Num. 242. 27 Santos G., Pinto T., Praça I., Vale Z. Iberian electricity market ontology to enable smart grid market simulation // Energy Informatics, 2018. Vol. 1. Num. 13.