

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка АСКУЭ для граждан-потребителей энергосбытовых компаний»

Студент(ка)

А.А. Семенычева

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« ____ » _____ 2016 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Содержание

Введение.....	4
1. Анализ существующей системы сбора показаний приборов учета и системы автоматизированного учета электроэнергии граждан-потребителей.....	6
1.1 Проблемы существующей системы сбора показаний приборов учета.....	6
1.2 Преимущества организации учета при помощи автоматизированных систем.....	8
2. Выбор компонентной базы для создания АСКУЭ граждан-потребителей	20
2.1 Вариации систем АСКУЭ.....	20
2.2 Назначение и выполняемые функции.....	32
2.3 Структура ИИС.....	34
2.4 Использование PLC-каналов.....	37
2.5 Использование радиоканала.....	38
2.6 Состав ИИС.....	38
2.7 Указания по измерительным схемам, содержащим измерительные трансформаторы.....	47
2.8 Основные технические решения.....	48
2.9 Построение ИИС.....	50
2.10 Контроль работоспособности.....	53
2.11 Рекомендации по монтажу.....	56
2.12 Порядок монтажа и подключения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии ИИС, рекомендации по монтажу.....	62
2.13 Прокладка кабельных линий.....	67
3. Техничко-экономическое обоснование внедрения системы АСКУЭ.....	76
3.1 Организационно-техническая составляющая электропотребления.....	76

3.2 Потери при хищении электроэнергии.....	80
Заключение.....	86
Список использованных источников.....	88

Введение

Постоянно повышающаяся стоимость энергоресурсов обусловила в последние годы кардинальное изменение отношения к организации энергоучета в промышленности и других энергоемких отраслях. Потребители электроэнергии стали осознавать важность повышения точности расчета за потребленные энергоресурсы. Основой усовершенствования системы расчета является своевременное считывание показаний с высокоточных приборов учета.

Сегодняшняя торговля энергоресурсами устроена на использовании автоматизации приборного энергоучета, приводящего к максимальному снижению человеческого фактора на момент проведения фиксирования, обработки, сбора данных и обеспечения доподлинного, точного, быстрого и гибкого расчета, адаптируемого к различным тарифным системам учета, как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя.

Западноевропейский рынок был либерализован в довольно короткие сроки – всего за 2–3 года. Особое значение в процессе конкурентного энергоснабжения приобрела роль измерительных систем и сбора данных. Производство, передача, электроснабжение, измерения, сбор и обработка данных уже не осуществляются в пределах одной организационной структуры. Возникла необходимость в стандартизации, появилась потребность в единых правилах перемещения и сбора информации, понимания и удовлетворения просьб, касающихся передачи данных требуемого формата.

Новые задачи (к примеру, необходимость балансировать нагрузку) и рост объемов информации привели к появлению в энергетических компаниях собственных информационных структур: хранилищ данных и систем автоматизированного сбора данных с приборов учета. Балансирование нагрузки, тарифная политика, анализ и прогнозирование профилей потребления – все это зависит от работы систем управления данными, определяет эффективность работы энергетических организаций и степень

удовлетворенности потребителей. Общая тенденция роста эффективности информационного обмена приводит к образованию все большего количества энергосбытовых компаний, выигрывают из которых те, у кого имеется больший набор услуг, обеспечить который без помощи автоматизации крайне проблематично.

В большинстве стран с развитой рыночной экономикой все ранее рассмотренные проблемы энергосбытовых компаний решаются путем внедрения систем АСКУЭ, которые становятся все более востребованными и экономически целесообразными.

Потребителями энергосбытовых компаний, как правило, являются как юридические (индивидуальные и частные предприниматели, промышленные производства), так и физические лица (население). В настоящее время существует проблема организации приборного учета электроэнергии, так как участились случаи предоставления недостоверных показаний счетчиков или не предоставления показаний вовсе.

Эту проблему способно решить внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) для каждого потребителя.

Целью данной магистерской диссертации является проверка экономической эффективности внедрения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) для граждан-потребителей.

Задачами данной магистерской диссертации являются:

- 1) Анализ существующей системы сбора показаний приборов учета и системы автоматизированного учета электроэнергии граждан-потребителей;
- 2) Выбор компонентной базы для создания АСКУЭ граждан-потребителей;
- 3) Технико-экономическое обоснование внедрения системы АСКУЭ.

1 Анализ существующей системы сбора показаний приборов учета и системы автоматизированного учета электроэнергии граждан-потребителей

1.1 Проблемы существующей системы сбора показаний приборов учета

У существующей системы сбора показаний (и последующего расчета потребителей по этим показаниям) есть масса недостатков, и если в дальнейшем продолжать придерживаться такой организации учета, это еще больше обострит следующие проблемы:

- ежемесячные обходы и списание показаний индивидуальных приборов учета (ИПУ) контроллерами энергосбытовых компаний резко обостряют проблему попадания контроллеров к местам установки ИПУ, не говоря уже об увеличении численности штата сотрудников энергосбытовой компании;

- при массовых обходах, вероятность искажения показаний счетчиков (в результате самопроизвольных ошибок или преднамеренных действий) при их списании контроллерами необходимо будет свести к минимуму посредством самих контроллеров, что само по себе является человеческим фактором;

- вслед за ликвидацией в Российской Федерации перекрестного субсидирования и неизбежным отказом от системы самообслуживания перед российскими инженерами-энергетиками обязательно встанут проблемы минимизации собственных затрат на снятие показаний приборов учета и выписку счетов за электроэнергию гражданам-потребителям, а также проблемы заключения с каждым потребителем индивидуального договора энергоснабжения;

- массовое выставление счетов для многочисленных граждан-потребителей и необходимость исключить постоянно возникающие при этом ошибки потребуют максимальной механизации и автоматизации этого процесса.

- многочисленные образующиеся энергосбытовые организации в условиях жесткой конкуренции смогут экономически выстоять, только предлагая своим гражданам-потребителям гибкие взаимовыгодные тарифы, дифференцированные как по времени суток (зонам времени), так и по уровням потребления (блочные тарифы).

Реализация рыночного учета электроэнергии, поступающей от генерирующих компаний к поставщикам, для ее дальнейшей продажи гражданам-потребителям представляет собой довольно сложное задание. Следствием данного положения является то, что при существующих нормах проектирования ни в ТП 10/0,4 кВ со стороны низшего напряжения, ни на вводных устройствах 0,4 кВ в жилые дома электросчетчики никогда не устанавливались.

На данный момент, чтобы определить количество отпущенной электроэнергии на реализацию гражданам-потребителям, необходимо сложить показания каждого индивидуального прибора учета установленных в собственных помещениях жильцов многоквартирного дома или домов частного сектора (отдельного района) и технические потери в электросетях 0,4 кВ.

При такой организации приборного учета, количество электроэнергии, отпущенной потребителям из своих сетей, распределительная сетевая организация, обслуживающая эти сети, будет вынуждена запрашивать от энергосбытовой компании, которая определяет его для граждан-потребителей «обратным счетом», исходя из объема собранных платежей и среднего отпускного тарифа, установленного Федеральной Службой по Тарифам (ФСТ РФ).

Так как при существующей повсеместно системе «самообслуживания», граждане-потребители показания приборов учета списывают и предоставляют не точно и не своевременно, счета потребителям выставляются с большим искажением.

Естественно при такой системе учета узнать реальные потери в распределительных электросетях и результативность работы гарантирующего

поставщика не представляется возможным. Решить данную проблему способна автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

1.2 Преимущества организации учета при помощи автоматизированных систем

Достоинства автоматизированных систем, с помощью которых организуется учет электроэнергии, давно известны, так как такие системы уже на протяжении долгого времени применяются как в зарубежных государствах, так и в Российской Федерации на различных промышленных производствах и предприятиях. Кроме функций учета, они также контролируют и управляют электропотреблением этих предприятий.

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. В основном 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;

- 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.

Телеметрическим кабелем счетчик электроэнергии подключается к выходу интерфейсного модуля многоканального электросетевого модема,

установленного в этажном щитке. В свою очередь, 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 последующей 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.

При обработке собранных данных программное обеспечение (ПО) центральной диспетчерской выполняет следующие функции:

- выписка счетов (квитанций);
- печать счетов (квитанций) для каждой квартиры (дома);
- обоснование счетов (квитанций);
- сведение баланса по балансным группам;
- формирование сводной таблицы энергопотребления за текущий и предшествующие периоды.

Для защиты системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрены шифрование информации и многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам, который представлен на рисунке 1.

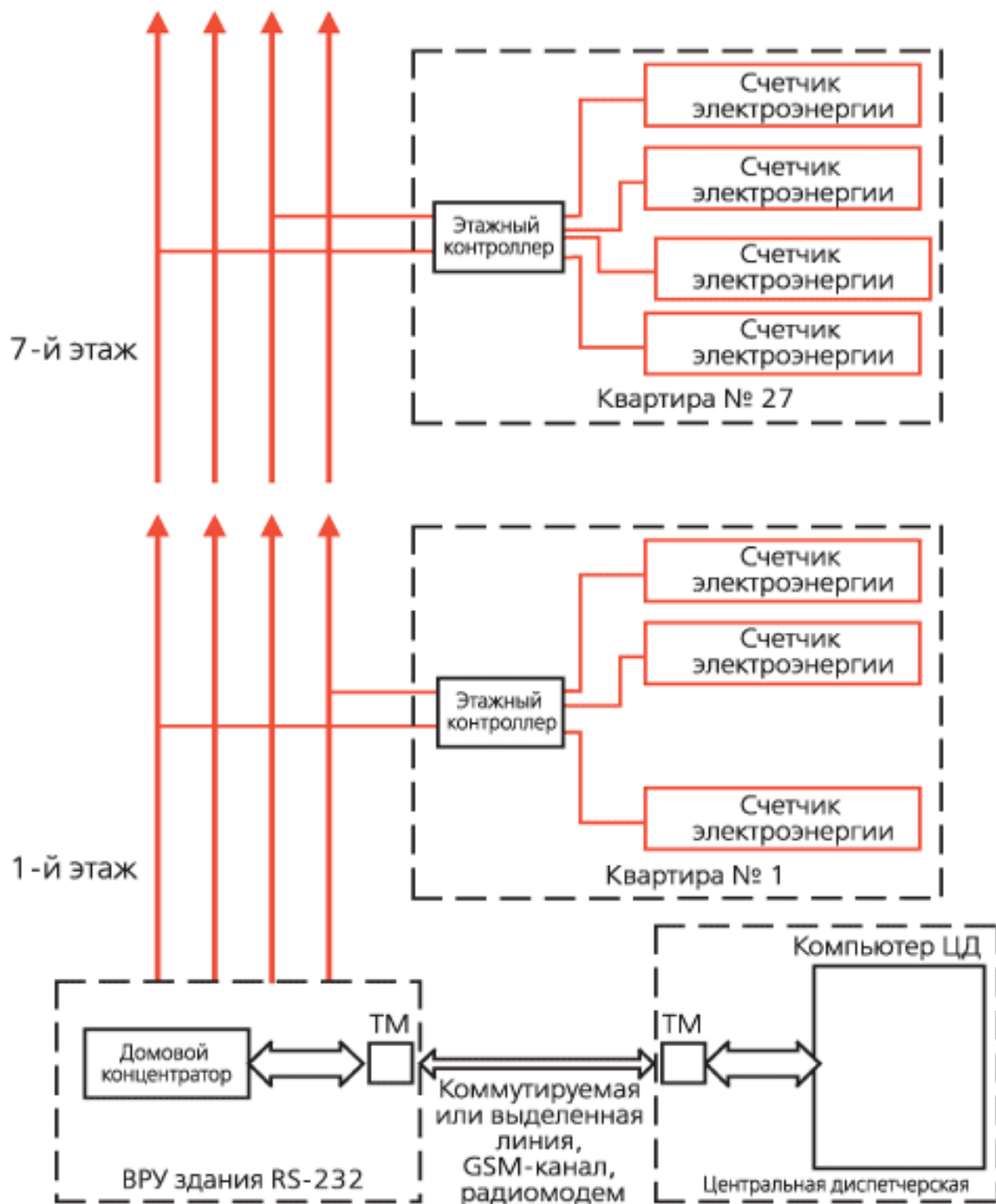


Рисунок 1 - Обобщенная функциональная схема автоматизированного дистанционного снятия показаний приборов учета электроэнергии

Автоматизированные системы могут предложить альтернативные решения вышеуказанных проблем, такие как:

- организация дистанционного считывания показаний индивидуальных и коллективных (общедомовых) приборов учета через специальное программное обеспечение (например, аппаратно-программный комплекс (АПК) "ТЕЛЕСКОП+");

- возможность оснащения приборов учета устройствами для считывания с них показаний на машинные носители информации (ноутбуки, мобильные терминалы), а самих контроллеров – переносными устройствами (пультами) для осуществления этого считывания. Таким образом, контроллеры лишаются возможности изменять показания счетчиков и предоставляют в центральную диспетчерскую достоверные данные.

В мировом сообществе такие системы обозначаются «AMR systems» (Automatic meter reading (AMR) – система автоматического считывания показаний электросчетчиков). Многие компании по производству электросчетчиков долгие годы разрабатывали системы для граждан-потребителей, отвечающие требованиям надежности, безопасности эксплуатации, простоте и относительно недорогой стоимости. При создании подобных систем были соблюдены два основных подхода: система должна окупаться и обеспечивать повышенную надежность функционирования. В настоящий момент такие системы уже существуют, производятся серийно и их массово внедряют во многих развивающихся странах.

В настоящий момент наиболее распространенной техникой связи AMR во всем мире является радиосвязь, а следом за ней идет технология PLC-связи.

Это вызвано тем, что в Северной Америке большее количество ресурсов вкладывается именно в радиосвязь, а рынок энергоснабжающих организаций вне Америки имеет другой приоритет в области связи – там доминирует связь по низковольтной сети (PLC).

Масштабное применение PLC-связей не удивительно в странах с развивающейся экономикой, у которых, как правило, нет развернутой

телефонной или радиосвязной инфраструктуры и где даже у проводных телефонов нет большого протяжения линий и нужного покрытия площадей (для AMR-технологий нужны практически 100% площади покрытия, чтобы достигнуть каждого дома или предприятия). В подобных странах единственная среда связи, которая достигает каждого потребителя электрической энергии - это электрический сетевой провод.

Технические решения, используемые в системах AMR на базе PLC-технологии, позволяют:

- у большинства потребителей сохранить однотарифные счетчики, с передачей данных от них по силовой сети в групповые УСПД;
- внедрить у каждого потребителя любые новые тарифные системы, меняя только программное обеспечение в УСПД, без проведения монтажных работ и замены электросчетчиков;
- снимать показания приборов учета в многоквартирном доме дистанционно, не заходя в помещения, где они установлены, при этом у самих контролеров не будет возможности изменить показания электросчетчиков;
- выявлять хищения электроэнергии, уведомлять об этом и дистанционно отключать должников.

Системы с передачей данных по силовой сети универсальны и многофункциональны, т.к. кроме обработки информации о потреблении разных видов энергетических ресурсов они могут быть дополнены и другими функциями, к примеру, охранно-пожарной сигнализацией. Это во много раз повышает их эффективность и снижает сроки окупаемости.

Одним из крупнейших примеров систематизированного решения задач и проблем организации поставки и учета электроэнергии у потребителей в южной части Европы является система компании Enel. Данная компания в 2000 г. запланировала массовую замену 29 миллионов устаревших электросчетчиков.

Все эти счетчики по силовым проводам будут объединены в единую систему контроля и учета - Telegestore. Системы, подобные этой, помогут внедрять любые тарифные системы с наименьшими затратами.

В Российской Федерации большими темпами набирают популярность системы автоматизированного контроля и учета, на программном обеспечении «Телескоп+». Данная программа предназначена в первую очередь для управления, мониторинга и контроля процессами передачи и распределения электроэнергии.

Аппаратно-программное обеспечение «Телескоп+» способно к мониторингу технических процессов на обширной территории с единым центром управления. Так же в АПК «Телескоп+» развита система разделения прав доступа, информационного пространства, средств управления на различные уровни, что позволяет создавать более развитую систему координации для обслуживания больших участков.

При использовании программной базы «Телескоп+» есть возможность объединение нескольких подструктур в единую сеть. Это позволит выполнять работы по обслуживанию сетей с большей эффективностью и меньшими затратами.

Автоматизированная система контроля и учета созданная с применением АПК «Телескоп+» имеет ряд основных функций:

- опрос индивидуальных приборов учета электроэнергии;
- сбор и передача оперативной информации о технологических параметрах энергопотребления, аварийных и предаварийных ситуациях в режиме реального времени на сервер системы и автоматизированные рабочие места (как по заданному времени, так и по запросу);
- обработка задач верхнего уровня;
- объединение и систематизация работы электросчетчиков;
- передача и обработка команд исполнения;
- выполнение защитной функции, такой как несанкционированный доступ или случайных действий.

В состав системы входит следующее оборудование:

- сервер «Телескоп+»;

- Коммуникационное оборудование (GPRS- модемы, радиомодемы, шлюзы IP/RS, УКВ-радиостанции);
- Вычислители УВП-280;
- Первичные преобразователи расхода, давления и температуры, счетчики электроэнергии;
- Контроллеры ПЛК-84М1, ПЛК-166.02, КР-16Р, КР-Д16А8, КР-8А, панель отображения ППО.

Серверная поддержка обеспечивает надежное хранение информации полученной в ходе опроса приборов учета, долговременное содержание выполненных и запрошенных команд. Связь между серверами производится по высокоскоростным каналам связи, таким как оптоволокно, радиоканалам и посредством сети интернет.

Уникальность АПК «Телескоп+» заключается в её высокой производительности и способностью к безболезненному расширению как по количеству задаваемых и обрабатываемых задач, так и по подключаемым устройств.

Аппаратно-программный комплекс «Телескоп+» абсолютно не привередлив с применяемыми с ним аппаратами. Положительной чертой является поддержка подключения к одному контроллеру оборудования различных производителей.

Это позволяет внедрить данное программное обеспечение уже в существующую систему контроля и учета. Даже в ту, в которой имеется собственный протокол обмена данных.

АПК «Телескоп+» позволяет внедрять себя поэтапно. Начиная с малых действий, таких как, например, простое отслеживание энергопотребления на малом участке к более сложным и ответственным заданиям. Это позволяет сгладить резкий переход к новой системе, что максимально снижает риски возникновения каких либо нештатных ситуаций или аварий. В конечном итоге возможен незаметный и плавный окончательный переход на новую систему.

На пункте управления диспетчера в реальном времени отображаются структурные и наглядные схемы ответственных участков. Так же отображается наиболее ответственная информация технических процессов. Например, нагрузки, напряжение сети, мощности и т.д. В любой момент времени возможен запрос о состоянии любого индивидуального прибора учета, его показаний и другой информации. Возможность ограничения, отключения, возобновление отпускаемой электроэнергии с диспетчерского пункта.

Существует возможность установки различных видов сигнализации, что позволит вовремя оповестить инженера и спланировать план действий по устранению аварийного режима.

Система «Телескоп+» позволяет находить места несанкционированного подключения к электросетям и предотвращать незаконное использование электроэнергии.

На данный момент установились определенные тенденции в способах передачи показаний индивидуальных приборов учета:

- увеличение передаваемых показаний в «дачные сезоны», весенне-летний период;
- скачок получаемых данных, в том числе и показаний приборов учета, в осенний период;
- снижение предоставляемых показаний индивидуальных приборов учета в зимний период (особенно в начале года).

Не меньшее влияние оказывают и косвенные факторы:

- начало строительного сезона;
- своевременность доставки счетов за электроэнергию;
- окончание «дачного сезона»;
- окончание календарного года;
- проведения агитирующих акций;
- смена тарифов в летний период.

В декабре гарантирующим поставщиком электроэнергии на территории Ставропольского района Самарской области Жигулевским отделением ПАО «Самараэнерго» было собрано и обработано около 48000 показаний индивидуальных приборов учета граждан-потребителей электроэнергии. Это на 4,2% (2000) больше, чем в прошлом месяце. Около 12000 (20%) потребителей не передали показаний вовсе.

Более 92% (44160) показаний передали сами жильцы, остальные сведения получены в результате контрольных обходов. ПАО «Самараэнерго» постоянно напоминает своим потребителям, что своевременная передача показаний всеми жильцами является залогом корректного распределения электроэнергии, потребленной на общедомовые нужды.

В декабре большая часть граждан-потребителей передала показания удаленно:

- при производстве оплаты за потребленную электроэнергию в отделениях Сбербанка (17%);
- с помощью личного кабинета на сайте гарантирующего поставщика (22%);
- воспользовавшись услугой по передаче показаний с помощью СМС-сообщений (2%);
- воспользовавшись электронной почтой (8%).

Порядка 25% потребителей выбрало для передачи показаний звонок по телефону:

- с помощью автоответчика или тонального набора (2%);
- позвонив оператору горячей линии энергосбытовой компании (9%);
- позвонив в абонентский отдел, обслуживающего отделения (14%).

Более 15000 человек передали показания через отрывной талон счета, опустив их в ящики для приема показаний, которые располагаются в каждом

населенном пункте Ставропольского района Самарской области. Это составило 26,3% принятых в декабре показаний.

В личном кабинете на сайте гарантирующего поставщика постоянно производятся работы по улучшению доступности и качества обслуживания. ПАО «Самараэнерго» прогнозирует скорое увеличение пользователей «личного кабинета абонента Самараэнерго».

Наглядно количество переданных показаний и способы передачи информации представлены на рисунках 2 и 3.



Рисунок 2 – График зависимости количества показаний от времени года

Способы передачи информации

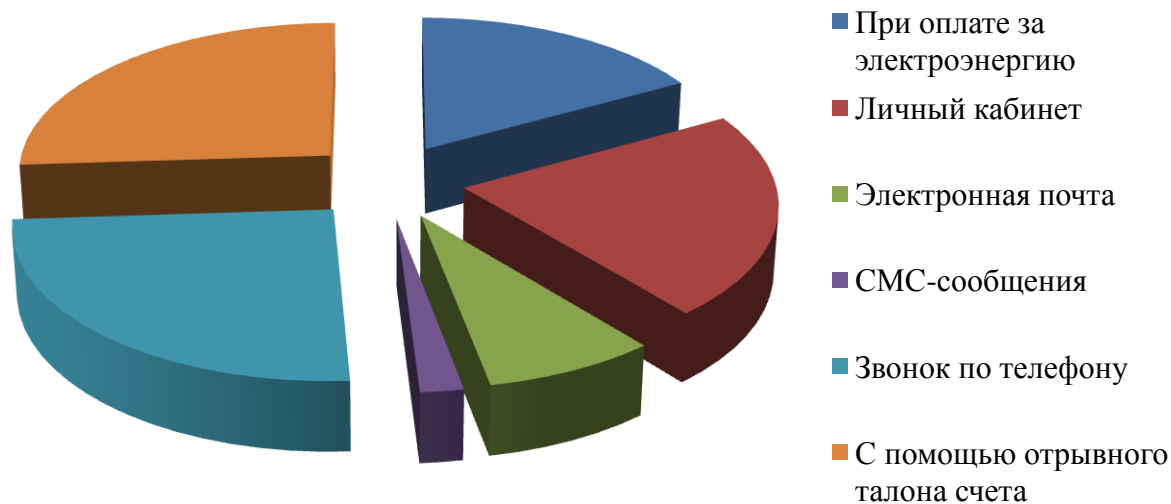


Рисунок 3 – Диаграмма различных способов передачи данных

Особо сильно, недостатки самостоятельной передачи показаний выражаются на примере многоквартирных домов. В домах, где жильцы вынуждены сами ежемесячно передавать показания, существует целый ряд проблем. Во-первых, несвоевременность снятия показаний индивидуальных приборов учета. Гарантирующим поставщиком устанавливается срок, в который потребителям необходимо снять показания и передать их для последующей обработки.

По стечению обстоятельств, все потребители не имеют возможности одновременно снимать данные по счетчикам. Для собственной выгоды, некоторые потребители занижают реальные показания, для снижения индивидуального потребления. Для решения такой проблемы, негласно назначается «старший по дому», который совершает обход всех жилых помещений и снимает показания в одно время. Но остается проблема с

доступом к счетчикам. Зачастую люди просто не открывают двери, поэтому нет возможности попасть к прибору учета.

Также остро стоит проблема по хищению электроэнергии. Все эти факторы оказывают влияние на общедомовые нужды, по которым выставляется гораздо больший объем потребления, чем есть на самом деле.

Таким образом, существует целый ряд проблем, вызванный сложившейся практикой сбора данных граждан-потребителей. Увеличение процента достоверности и количества принимаемых показаний обусловлено постоянной проблемой по увеличению обслуживающего персонала. Недобросовестные потребители намеренно искажают показания и передают заниженные данные или вовсе их не передают. В свою очередь это приводит к тому, что тем гражданам-потребителям, у которых показания отсутствуют, первые полгода начисляют средний объем потребления, а в последующие месяцы объем по нормативу, что гораздо ниже их реального потребления и выгоднее им оплачивать.

Оптимальным решением является внедрение системы АСКУЭ, которое позволит решить ряд проблем, существующих при сборе данных об электропотреблении населения, а также повысить эффективность работы энергосбытовой компании в целом.

2 Выбор компонентной базы для создания АСКУЭ граждан-потребителей

2.1 Вариации систем АСКУЭ

2.1.1 Построение системы АСКУЭ с проведением опроса приборов учета через оптические порты.

Одна из наиболее простых систем построения АСКУЭ. Приборы учета не связаны между собой. А так же нет связи между центром сбора информации и самими счетчиками. Опрос счетчиков осуществляется путем обхода их контролером в последовательном порядке. 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.

Синхронизация времени счетчиков и переносного компьютера происходит в момент опроса счетчика переносным компьютером. 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.

К существенному недостатку такого способа организации АСКУЭ является:

- большая трудоемкость на сбор показаний;
- невозможность применение счетчиков с импульсным выходом в системе не возможно.

Максимальным способом экономии при создании системы АСКУЭ в такой вариации, является возложение задач центра сбора данных на переносной компьютер.

Задачи, решаемые системой АСКУЭ созданной с применением опроса

счетчиков при помощи оптического порта:

- диагностика счетчиков;
- 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, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- параметры поставки и потребления;
- полнота получаемых данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- поддержание единого системного времени.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером с использованием преобразователя интерфейсов, мультиплексора или модема представлена на рисунке 4.

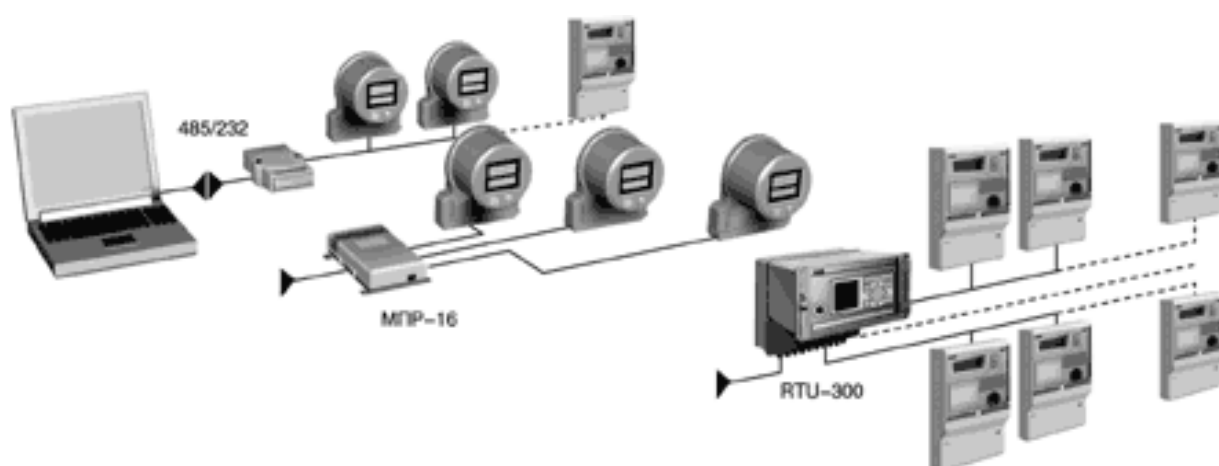


Рисунок 4 – Структурная схема АСКУЭ с опросом через мультиплексор

Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу

"токовая петля" на мультиплексор (типа МПР-16), 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.

Одним из таких устройств может быть СПП-1. СПП – это считыватель показаний портативный.

Портативный считыватель показаний индивидуальных приборов учета применяется для мобильного считывания информации с ПУ. СПП-1 может применяться как для снятия показаний счетчиков электрической энергии, так и для снятия показаний счетчиков газа, воды. Так же 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. Портативный считыватель показаний применяется как в промышленных отраслях, так и в сфере бытового потребления электроэнергии. СПП-1 имеет питание от встроенного аккумулятора и является самостоятельным устройством. Для СПП-1 применяется специализированное программное обеспечение «Учет энергоресурсов».

Основные технические характеристики устройства представлены в таблице 1, а его внешний вид на рисунке 5.

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	не менее 8
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.		



Рисунок 5 – Внешний вид СПП-1

На рисунке 6 можно увидеть габаритные размеры данного устройства.

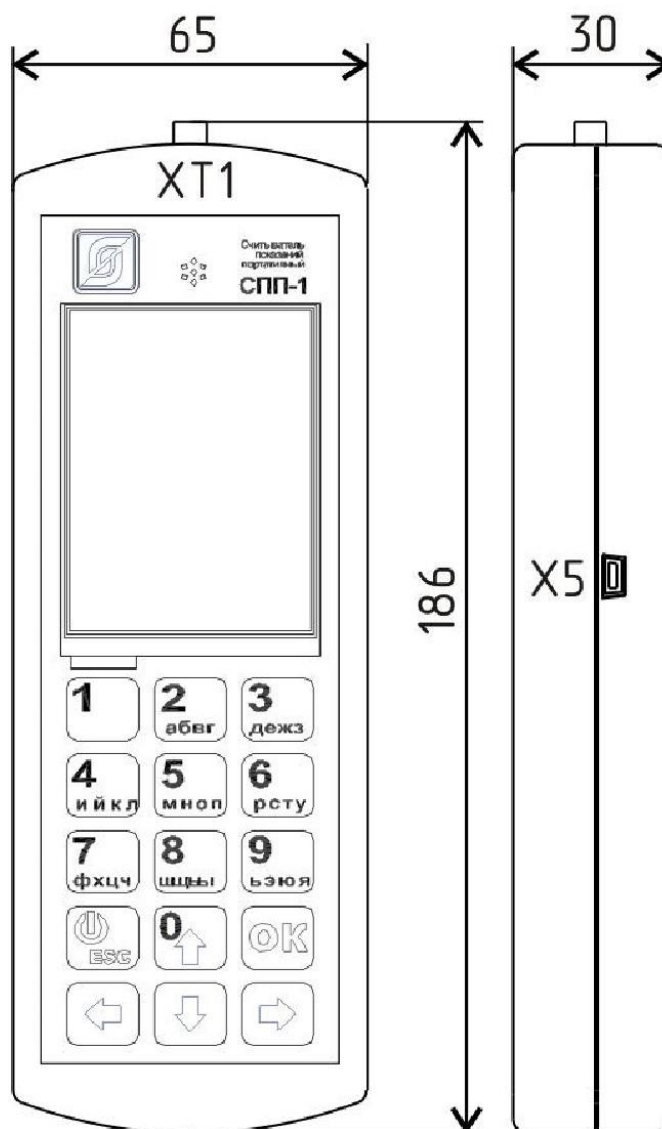


Рисунок 6 – Габаритные размеры СПП-1

СПП-1 имеет ряд функций, таких как:

- передача показаний счетчиков электроэнергии по каналам связи GSM или при помощи интерфейса USB;
- автоматизированный процесс сбора показаний по средствам радиоканала или концентратора;
- первоначальная обработка полученной информации для дальнейшей передачи;
- способность изменения частоты и уровня радиосигнала;

- защита электронных данных посредством электронной подписи;
- защита от постороннего доступа к базе данных, при помощи установки пароля;
- настройка 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.

В простейшем варианте работа СПП-1 в комплексе с системой сбора данных состоит из: индивидуальных счетчиков электроэнергии со встроенным модемом радиосигнала настроенным на частоту 433 МГц, радиоконцентратора и диспетчерского пункта. Считывание информации с приборов учета производится путем обхода потребителей контролером с портативным считывателем показаний. После обхода, данные передаются на автоматизированное рабочее место диспетчера по мобильной сети GSM, интерфейсу USB или путем дистанционного регистрирования. Компьютер диспетчерского пункта нуждается в подключении к сети интернет для связи с СПП-1.

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	+11 ... +20
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

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

В обобщенном варианте, работа с СПП-1 состоит из следующих позиций:

- на диспетчерском пункте производится регистрация данных индивидуальных приборов учета и радиоконцентраторов в программе «Учет

энергоресурсов», таких как номер БРК-К, заводской номер ПУ, ФИО абонента, адрес, лицевой счет и т.д.;

- при помощи вспомогательной программы «считывание показаний ССП-1» проходит закичивание созданного задания на ССП-1 по кабелю USB;
- считывание показаний индивидуальных приборов учета на месте посредством применения радиоканала и их запись в энергонезависимую память;
- передача полученных данных на диспетчерский пункт и их регистрация. Для дистанционного обмена информацией прибегают к мобильной связи GSM или используют кабель USB для непосредственного подключения ССП-1 к компьютеру диспетчера.

Считывание показаний индивидуальных приборов учета с помощью ССП-1 можно производить не чаще одного раза в сутки. Для начала обмена информации с ПУ необходимо находиться в зоне приема радиоканала счетчика. При выборе пункта «считывание показаний» на экране показывается список населенных пунктов, заданных в полученном задании. После выбора населенного пункта будет отображаться список абонентов, у которых необходимо произвести снятие показаний. Далее выбирается определенный абонент и начинается опрос его электросчетчика. Необходимо находиться в зоне приема радиосигнала 433 МГц.

ССП-1 формирует и отправляет на ПУ специальные сигналы для его «пробуждения». Эта процедура занимает примерно 30 секунд. Надпись «Считывание» подтверждает синхронизацию и начало обмена данными. Получив запрос на считывание, БРК-К или счетчик создает файл, который содержит текущие показания прибора учета и передает его на ССП-1. После получения ответного файла, ССП-1 сигнализирует об этом сменой цветовой надписи. Процесс считывания будет продолжаться до полного получения заданной информации. При попытке вторично снять показания с приборов учета или БРК-К, где уже снимались показания, прибор просигнализирует от невозможности этого действия, сообщением «Нет несчитанных данных».

Обслуживание СПП-1 заключается в ежемесячных и ежегодных осмотрах. Наименование и перечень работ по техническому обслуживанию приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Техническое обслуживание СПП-1

Наименование работы	Перечень работ
Внешний осмотр (ежемесячный)	<p>При внешнем осмотре:</p> <ul style="list-style-type: none"> - визуально проверить отсутствие механических повреждений корпуса, разъемов, пленочной клавиатуры, дисплея, наличие маркировки; - проверить работоспособность кнопок клавиатуры; - проверить работоспособность дисплея; - протереть корпус блока влажной ветошью в случае чрезмерного накопления пыли и грязи, избегая попадания влаги на разъемы.
Проверка работоспособности (ежегодная)	<ul style="list-style-type: none"> - проверка напряжения аккумуляторной батареи; - проверка считывания показаний счетчиков; - проверка передачи показаний на сервер системы сбора данных; - проверка погрешности хода часов.

Проверка работоспособности прибора при считывании показаний заключается в снятии контрольных показаний тестового электросчетчика. Показания на контрольном счетчике и дисплее портативного считывателя показаний должны совпадать. Так же производится проверка точности времени

снятия показаний, адреса, лицевого счета и другой информации. На момент проверки требуется исключить возможность изменений показаний.

Проверка погрешности по времени производится в два этапа. В первую очередь фиксируется точное время на первый день проверки (T1). На следующий день, в тоже самое время фиксируется второе значение (T2). Далее по формуле 1 высчитывается относительная погрешность:

$$\Delta T = \frac{T2-T1}{86400} \cdot 100\% \quad (1)$$

Результат считают положительным, если погрешность хода часов СПП-1 не превышает $\pm 0,01$ %.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем 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.

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

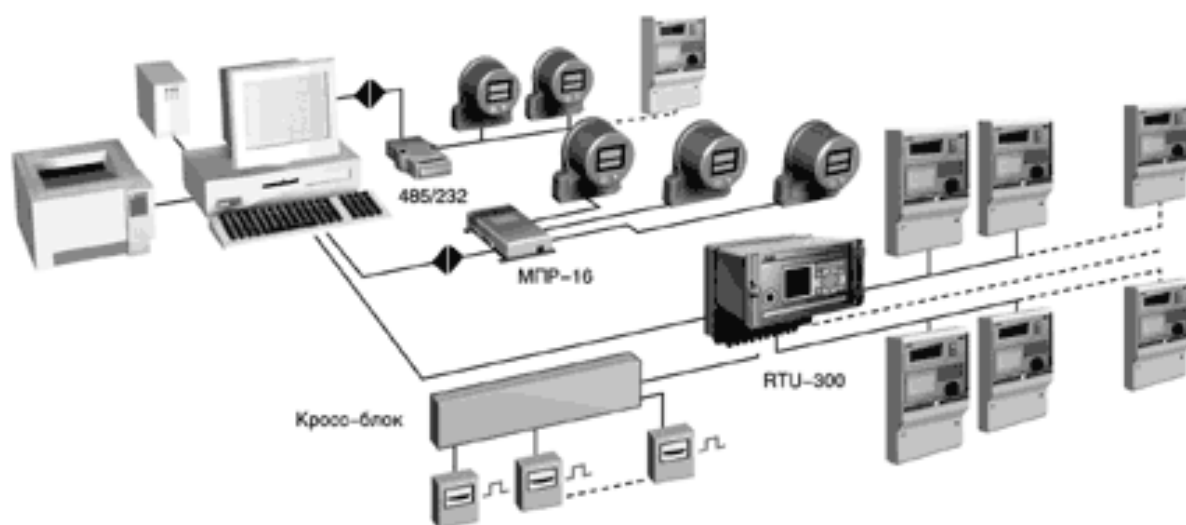


Рисунок 7 – Структурная схема АСКУЭ с локальным центром сбора данных

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.

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

- точное измерение параметров поставки/потребления;

- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления и параметров качества электроэнергии (ПКЭ) по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 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 и контролю ПКЭ;
- фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризация коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностика системы;
- поддержание единого системного времени.

2.2 Назначение и выполняемые функции

2.2.1 Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления (далее – ИИС) предназначены для измерения и многотарифного коммерческого учёта электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, хранения, обработки и отображения данных по энергопотреблению.

Область применения ИИС – энергетические объекты оптового и розничного рынков электроэнергии, промышленные предприятия, коммунально-бытовое хозяйство и мелкомоторный сектор.

2.2.2 ИИС обеспечивают выполнение следующих функций для целей коммерческого учёта:

- измерение и многотарифный учет активной и реактивной электрической энергии и мощности;
- сбор измерительных данных (включая параметры качества по ГОСТ Р 54149-2010) и диагностической информации со счетчиков электроэнергии с цифровым интерфейсом;
- вычислительная обработка и хранение в базе данных сервера ИИС (далее – БД) информационных данных коммерческого учёта;
- управление нагрузкой (посредством подачи команд в УСПД);
- визуальное представление данных и генерацию отчётных форм;
- измерение текущего времени при помощи системы обеспечения единого времени;
- установку и синхронизацию текущего времени в УСПД и СЦИ;
- защиту данных, хранящихся в БД, от несанкционированного доступа;

ИИС обеспечивают выполнение следующих функций для целей технического учёта и контроля:

- сбор в заданные моменты времени с СЦИ и сохранение в БД мгновенных значений параметров электрической сети (активная и реактивная мощность, напряжение, ток, частота, гармонические составляющие);
- сбор в заданные моменты времени с СЦИ и сохранение в БД показателей качества электроэнергии;
- сбор со счетчиков и расходомеров воды, газа, с цифровым интерфейсом и сохранение в БД величин объема потребленной холодной, горячей воды (показания на конец месяца, на конец суток, значений за месяц, сутки, текущие показания);
- сбор со счетчиков тепла и тепловычислителей с цифровым интерфейсом и сохранение в БД величин объема потребленной тепловой

энергии и потребленного теплоносителя (показания на конец месяца, на конец суток, значений за месяц, сутки, текущие показания);

- сбор в заданные моменты времени со специализированных счетчиков с цифровым интерфейсом и сохранение в БД мгновенных значений текущего расхода энергоносителя, а также температуры горячей воды;
- управление встроенными реле нагрузки в СЦИ и внешними коммутационными аппаратами посредством подачи команд;
- контроль положения коммутационной аппаратуры и прием сигналов от датчиков и охранных устройств;
- передачу сообщений об аварийных событиях в счётчиках электроэнергии.

ИИС обеспечивает удалённый доступ с автоматизированных рабочих мест к БД сервера по защищённому соединению через сеть Интернет или локальную компьютерную сеть. При этом используются механизмы аутентификации пользователей и ограничения, согласно установленных прав доступа для пользователей.

Программное обеспечение «SEnergo» обеспечивает ручной ввод в БД сервера информации о поступлении оплаты за электроэнергию по абонентам и вычисление долга абонента в рублях на основе данных о его фактическом потреблении.

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, изображённую на рисунке 8.

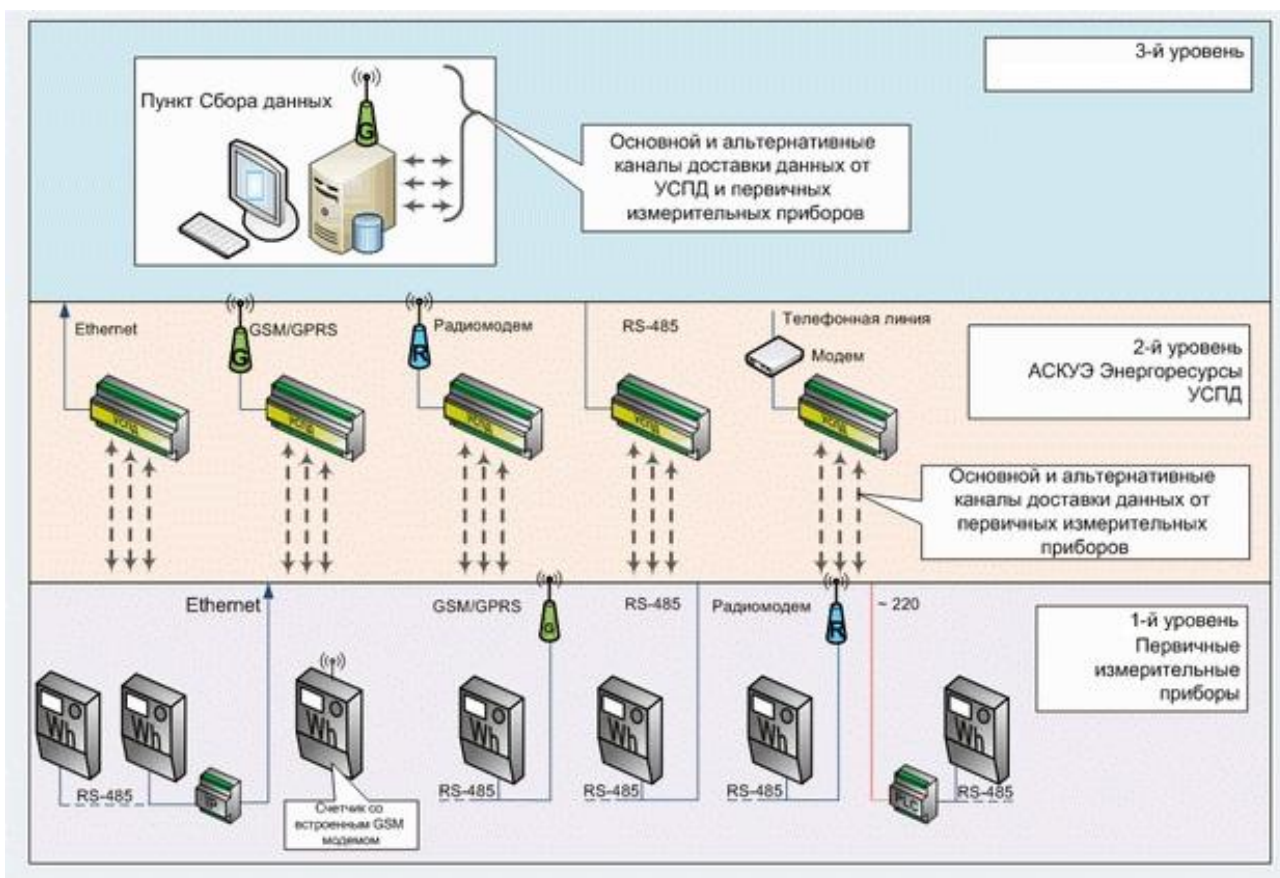


Рисунок 8 – Структурная схема системы АСКУЭ

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (далее – ИИК), включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока классов точности 0,1, 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S;
- измерительные трансформаторы напряжения классов точности 0,1, 0,2, 0,5;
- вторичные измерительные цепи;
- счётчики электрической энергии, подключаемые через цифровые интерфейсы RS-485, CAN, RS-232;
- счётчики электрической энергии, подключаемые по PLC-каналу и радиоканалу;
- счётчики газа, тепла, воды, расходомеры, вычислители, подключаемые через цифровые интерфейсы RS-485, CAN, RS-232.

Второй уровень ИИС – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), на котором организуется сбор данных по объекту учёта и их передача на третий уровень при помощи информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), может включать следующие технические компоненты:

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

Передача данных от счётчиков к УСПД может производиться по цифровым каналам связи следующих типов:

- проводному – через интерфейсы RS-485, RS-232, CAN (прямое подключение к УСПД);
- PLC – по сети 0,4 кВ (подключение к УСПД через модемы типов: СЕ832, СЕ834);
- радиоканалу (подключение к УСПД через модемы типов: СЕ831, СЕ833, ЕМВ-250, устройство индикаторное СЕ 901);

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.

В качестве программного обеспечения верхнего уровня в ИИС используется специализированное ПО «СEnergo» (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.

2.4 Использование PLC-каналов

2.4.1 Структурой ИИС предусматривается возможность применения следующих решений PLC:

- стационарных PLC-модемов типа CE 832C5 и счётчиков со встраиваемыми PLC-модулями ССМЕ-0002 (счётчики имеют дополнительную маркировку «ССМЕ-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.

Перечисленные решения не являются совместимыми, т.е. нельзя, например, опрашивать счётчики с PLC-модулями ССМЕ-0002 через модем CE 834C01.

2.4.2 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.

2.5 Использование радиоканала

2.5.1 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 EMB-250-100BI-R-006 (диапазон частот 2,4 ГГц) и счётчиков со встраиваемыми радиомодемами EMB-250-100PI-004, EMB-250-100PI-005 (счётчики имеют дополнительную маркировку «EMB-250-100PI-004» или «EMB-250-100PI-005»);

- индикаторных устройств CE 901, радиомодемов CE831C1.03 (диапазон частот 433 МГц) и счётчиков типа CE 301, CE 303 со встроенными радиомодемами CE 831M03.

2.5.2 Перечисленные решения не являются совместимыми, т.е. нельзя, например, опрашивать счётчики с радиомодемами EMB-250-100PI-004, EMB-250-100PI-005 через радиомодем CE 833C02.

2.6 Состав ИИС

2.6.1 Для каждого объекта учёта состав оборудования ИИС определяется индивидуально, исходя из используемых 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
<p>Многофункциональные счетчики электрической энергии, подключаемые по цифровым интерфейсам:</p> <p>СЕ 102; СЕ 102М; СЕ 201; СЕ 205; СЕ 208; СЕ 301; СЕ 303; СЕ 304; СЕ 305, СЕ 306; ЦЭ6850; ЦЭ6850М.</p>	По количеству точек учета
Устройство индикаторное СЕ 901	Согласно схеме объекта учета
Теплосчётчик ТЭМ-1061)	Согласно схеме объекта учета
<p>Технические средства приема-передачи данных:</p> <p>– радиомодемы СЕ831, СЕ833, ЕМВ-250; – модемы PLC СЕ832, СЕ834</p>	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
<p>УСПД:</p> <p>– УСПД 164-01М; – СЕ805</p>	В зависимости от количества точек измерения на объекте учета

Устройства синхронизации времени УСВ-2	В зависимости от структурной схемы проекта ИИС
Преобразователи цифровых интерфейсов типа «Сапфир», ADAM	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 «SEnergo»	Определяется проектом
Программа «Коммуникационный сервер «SE-NetConnections»	Определяется проектом
Программа администрирования устройств «AdminTools»	Определяется проектом

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 использующихся 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.

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

<p>Температурный диапазон окружающей среды для:</p> <ul style="list-style-type: none"> – счетчиков электрической энергии, °С – УСПД, °С – трансформаторов тока и напряжения, °С 	<p>от минус 40 до 55</p> <p>от минус 40 до 55</p> <p>от минус 40 до 50</p>
<p>Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков электрической энергии, не более, мТл</p>	<p>0,5</p>
<p>Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения</p>	<p>25 — 100</p>
<p>Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %</p> <ul style="list-style-type: none"> – для ТН класса точности 1,0 – для ТН класса точности 0,5 и точнее 	<p>0,5</p> <p>0,25</p>
<p>Первичные номинальные линейные напряжения, кВ</p>	<p>0,1; 0,4; 0,66; 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150</p>
<p>Первичные номинальные токи, А</p>	<p>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</p>
<p>Номинальная частота измеряемой электрической энергии, мощности, Гц</p>	<p>50</p>

Вторичные номинальные линейные напряжения, кВ	0,1; 0,4
Вторичные номинальные токи, А	1; 5
Интервал усреднения мощности, минуты	1; 3; 5; 15; 30; 60
Абсолютная погрешность времени, обеспечиваемая СОЕВ, секунд, не более1)	±5
Средний срок службы ИИС, лет	15

2.6.2 ИИС обеспечивает построение измерительных каналов согласно типовым схемам, приведённым 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	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	2
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии – преобразователи интерфейсов – сервер БД ИИС	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 Se-NetConnections – модем GPRS – сервер БД ИИС	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	5
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	6

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	7
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	8
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	9
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE831M – радиоканал – радиомодем CE831C – сервер БД ИИС	10
Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE831M – радиоканал – устройство индикаторное CE 901	11
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	12

Измерительные трансформаторы тока и напряжения (при необходимости) – счётчики электроэнергии с радио-модулями CE833M – радиоканал – радиомодем CE833C – сервер БД ИИС	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	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	15

2.6.3 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.

2.6.4 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.

Например, значение 43200 соответствует 12 часам, значение 3600 – одному часу.

2.6.5 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 «SEnergy» должен быть 1,5 часа (задаётся в свойствах объекта учёта вкладка «Расписание»).

2.7 Указания по измерительным схемам, содержащим измерительные трансформаторы

2.7.1 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 Ул 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.

2.7.2 На этапе проекта, мощность нагрузки может быть определена расчетным путем по известным значениям импедансов устройств, подключаемым к обмоткам измерительных трансформаторов. Также, расчетным путём можно определять величину падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН по известным параметрам проводной линии связи и значению тока нагрузки.

2.8 Основные технические решения

В ИИС АО «Энергомера» входят следующие технические средства:

- счетчики электрической энергии типа СЕ208, СЕ303, устройства передачи данных УСПД164-02М.

Проект ИИС АО «Энергомера» предусматривает создание информационно-измерительного комплекса точек учета (ИИК ТУ) и информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в сетях 0,4 кВ. Применены следующие типы исполнения ИИК ТУ:

В многоквартирных жилых домах имеющих один ввод в ВРУ устанавливается шкаф АСКУЭ включающий в себя:

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

Приборы учета на втором и более вводах устанавливаются в существующие шкафы учета, необходимо предусмотреть дополнительный PLC-модем, устанавливаемый в шкафу УСПД, и кабель питания ВВГнг 2x2,5. Эти приборы учета должны иметь встроенный PLC модуль и радио модуль для связи с УСПД.

Абонентские однофазные приборы учета устанавливаются в существующие этажные щиты МКД.

2.8.1 Расчет измерительных цепей тока. Основные условия расчета.

Сечение и длина проводов (кабелей) измерительных цепей, выбираются из условия: потери напряжения должны составлять не более 0,25% номинального напряжения.

Используется счетчик электроэнергии СЕ303 со следующими параметрами цепей напряжения и тока:

Полная мощность счетчика, потребляемая параллельной цепью напряжения, не более 5 ВА для счетчика СЕ303 с номинальным напряжением (3*230/400) В.

Полная мощность счетчика, потребляемая последовательной цепью, не более 8 ВА при максимальном токе 10А.

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);

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

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

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

где I - номинальный ток счетчика (5 А);

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

$S_{\text{сч}}$ - 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.

2.9 Построение ИИС

2.9.1 Построение измерительных схем на PLC-каналах и радиоканалах.

При построении ИИС, как правило, должен быть выполнен следующий комплекс работ:

- сбор исходных данных и предпроектное обследование;
- разработку плана размещения оборудования;
- составление спецификации оборудования;
- изготовление шкафов с УСПД и модемными устройствами;
- комплектацию и поставку на объект;
- монтаж оборудования;
- пусконаладочные работы;

- опытная эксплуатация.

При сборе исходных данных необходимо:

- составить схему электроснабжения;
- составить план расположения объектов учёта, ТП;
- составить список потребителей с указанием адресов фактического расположения их узлов учёта.

Структурная схема ИИС приведена на рисунке 9.

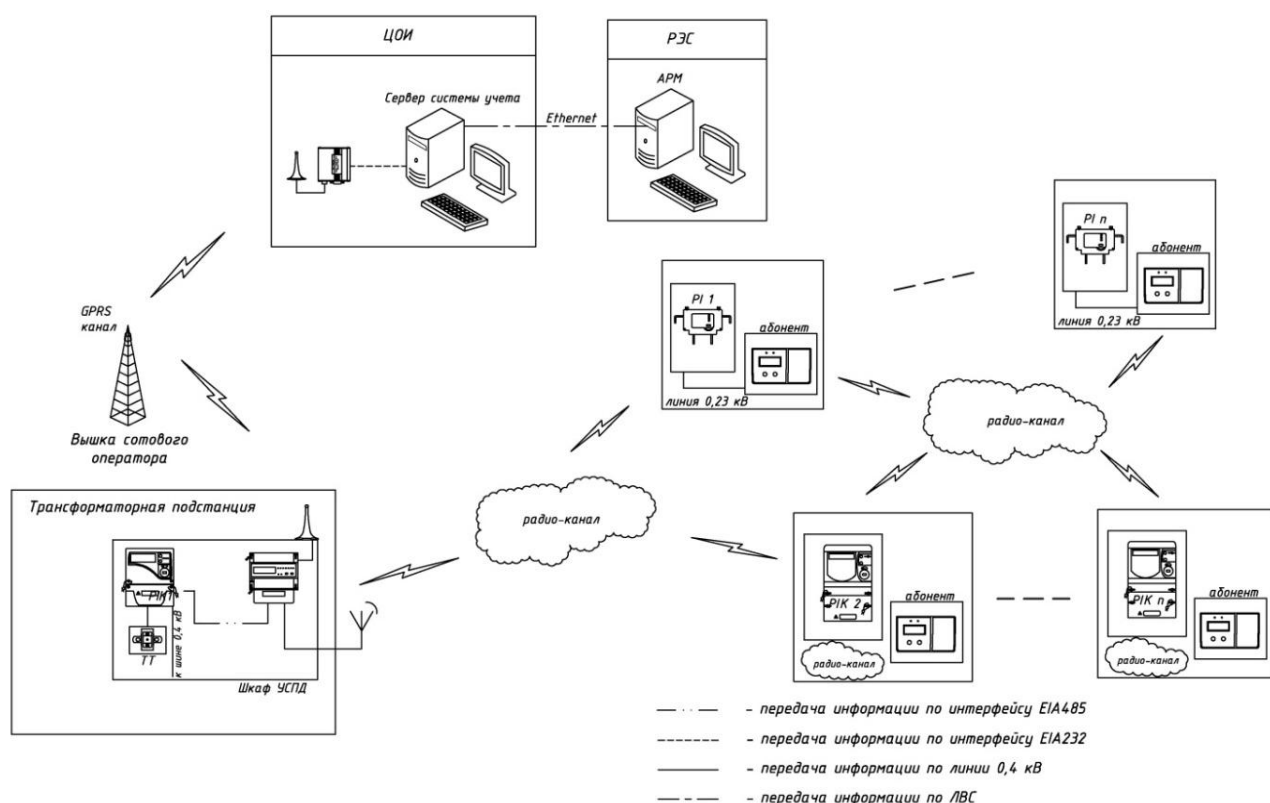


Рисунок 9 - Структурная схема ИИС

Предпроектное обследование является обязательным этапом при использовании PLC-каналов и радиоканалов для связи со счётчиками.

При предпроектном обследовании должны быть решены следующие задачи:

- определены возможности применения предполагаемых типов каналов;
- произведена оценка качества связи на удалённых узлах учёта;

- определена необходимость и места установки дополнительных устройств-ретрансляторов сигналов;
- определён список дополнительного оборудования.

Рекомендации по проведению предпроектного обследования и выполнению пусконаладочных работ приведены в ЭД на соответствующие модемы.

2.9.2 Построение измерительных каналов при прямом подключении счётчиков через цифровые интерфейсы.

При подключении счётчиков к УСПД через цифровые интерфейсы RS-485, CAN следует придерживаться рекомендаций, изложенных в ЭД на УСПД. В зависимости от количества подключаемых счётчиков, их типов и длины линий связи, может возникнуть необходимость применения повторителей интерфейсов и дополнительных пассивных элементов (резисторов), монтажных коробок с блоками наборных зажимов. Эти устройства и элементы должны быть учтены при заказе оборудования.

УСПД имеют два цифровых интерфейса RS-485 и один интерфейс CAN (за исключением исполнения SE 805-Z), к которым могут подключаться счётчики.

2.9.3 Организация централизованного сбора данных.

На уровне ИВК, функционирование ИИС обеспечивается одним из программных продуктов, перечисленных в таблице 4.3. При установке данного ПО на сервере необходимо руководствоваться ЭД на конкретный программный продукт. В целях наиболее полного использования функциональности счётчиков и УСПД рекомендуется использовать ПО «SEnergy».

В состав инсталляционного пакета «SEnergy» входит СУБД Oracle XE (бесплатная версия 10 или 11 с рядом ограничений). Структурно «SEnergy» состоит собственно из БД, сервера сбора данных и нескольких видов АРМов (запускаются как отдельные приложения).

2.8.4 Конфигурирование ИИС.

В зависимости от схемы типового проекта необходимо выполнить действия по вводу конфигурационных данных в УСПД и ПО сервера. При этом в ИИС обеспечивается поддержка механизма «Plug&Play» автоматического определения счётчиков в УСПД для типовых решений согласно п. 4.9.1 перечисления а), в) и п.4.8.1 перечисление б).

На уровне ИВК поддержка механизма «Plug&Play» обеспечивается в ПО «SEnergo». Алгоритм приёма конфигурации из УСПД описан в «Руководстве оператора» ПО «SEnergo».

Примечание: для успешной работы механизма «Plug&Play» в УСПД должны быть определены общие настройки в части каналов связи и набора необходимых данных, собираемых со счётчиков.

Для решений, где не поддерживается механизм «Plug&Play» оператор должен вручную вводить рабочую конфигурацию в УСПД при помощи программы «AdminTools», а также в ПО на сервере ИИС.

2.10 Контроль работоспособности

2.10.1 При запуске в работу ИИС необходимо контролировать выполнение функций, согласно таблице 8.

Таблица 8 – Контроль выполнения функций

Операция проверки	Необходимые действия
Общая проверка работоспособности ИИС	Выполнить опрос счётчиков с сервера ИИС. Проконтролировать при этом работоспособность каналов связи (должны отсутствовать). Произвести визуальный осмотр технических компонентов ИИС на предмет отсутствия индикации неисправностей и ошибок.

<p>Проверка измерительных функций ИИС</p>	<p>Произвести проверку наличия измеряемых данных в счётчиках и УСПД, согласно установленной конфигурации. Проверка может производиться удалённо, используя канал прямого доступа к счётчику, или через локальный цифровой интерфейс счётчика.</p>
<p>Проверка сбора в БД</p>	<p>Выполнить просмотр собранных в БД данных измерений, проконтролировать полноту сбора с учётом требуемой ретроспективы. Должны присутствовать данные с достоверными статусами.</p>
<p>Проверка регистрации действий операторов</p>	<p>Необходимо проверить:</p> <ul style="list-style-type: none"> – наличие записей в журнале событий приложения «КТС Энергомера»; – наличие записей в журнале аудита приложения «Администратор КТС». <p>Должны присутствовать записи о выполнении действий операторов.</p>
<p>Проверка выполнения синхронизации ИВК</p>	<p>При синхронизации от устройства УСВ-2, выполнить чтение журнала УСВ-2, используя утилиту чтения журнала УСВ-2. Проконтролировать величину расхождения.</p> <p>При использовании NTP-серверов, проконтролировать отсутствие ошибки синхронизации в Windows®.</p> <p>Выполнить проверку установку параметров синхронизации согласно п. 4.5.2 – 4.54.</p>

Проверка выполнения синхронизации ИВКЭ	Выполнить проверку отсутствия ошибок синхронизации устройств в журнале сбора. При наличии записей об ошибках, необходимо проверить настройки канала связи с устройством и исправность оборудования канала связи.
Проверка генерации отчётов требуемых форм	Провести проверку выгрузки данных в требуемые отчётные формы и их печать на принтере. Распечатанные отчёты должны соответствовать требуемым форматам.

2.10.2 Эксплуатация ИИС

В период эксплуатации необходимо выполнять наблюдение за работой компонентов ИИС с уровня ИВК. Данная работа должна выполняться персоналом, прошедшим обучение работе по администрированию ПО ИВК и имеющим доступ к административным функциям ИИС.

Необходимо выполнять периодический контроль сбора данных с УСПД и счётчиков, а также формирование отчётов. Эти действия должны выполняться операторами, использующим ИИС по прямому назначению и имеющими доступ к пользовательским функциям ИИС.

Оперативный и дежурный персонал должен выполнять периодические визуальные осмотры технических компонентов ИИС на объектах учёта с целью обнаружения неисправностей, несанкционированных вмешательств и отключений.

Техническое обслуживание компонентов ИИС необходимо выполнять согласно ЭД на них.

2.11 Рекомендации по монтажу

На рисунке 10 мы видим структурную схему АСКУЭ.

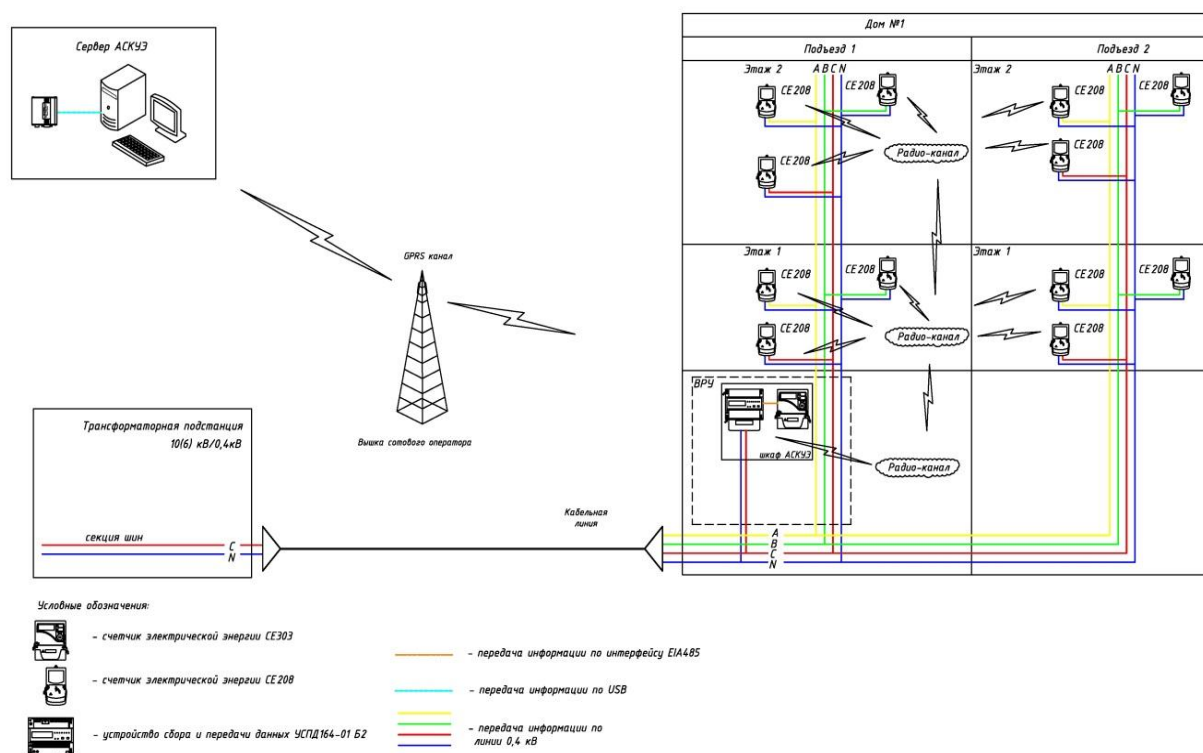


Рисунок 10 - Структурная схема

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.

2.11.1 Последовательность и порядок работ по монтажу и наладке на энергообъектах.

Работы по монтажу и наладке оборудования целесообразно проводить параллельно на нескольких узлах учета (объектах), при наличии рабочей документации по каждому объекту.

Работы по монтажу оборудования и наладке каналов связи проводить в следующей последовательности:

- Монтаж шкафа АСКУЭ и шкафа связи (при 2х и более вводах) и вводных счетчиков электроэнергии в ВРУ домов.
- Монтаж счетчиков электроэнергии абонентов.

При проведении работ по монтажу системы учёта электроэнергии должны соблюдаться требования безопасности, установленные «Межотраслевые правила по охране труда (Правила техники безопасности) при эксплуатации электроустановок» и «Правилами устройства электроустановок» Глава 1.5, СНиП 3.01.01-85, СНиП Ш-4-80, государственных стандартов, технических условий. Работы по монтажу следует производить в соответствии с рабочими чертежами. Схемы подключения к измерительным цепям приводятся на монтажных схемах.

Все работы по монтажу системы и наладке оборудования должны проводиться квалифицированным персоналом. Персонал должен иметь подготовку не ниже 3 квалификационной группы по электробезопасности, предусмотренной правилами техники безопасности по устройству и эксплуатации электроустановок на напряжение до 1000В, и обеспечены защитными средствами.

Работа без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них в электроустановках с напряжением до 1000В производят стоя на диэлектрическом коврик, применяя инструмент с изолирующими рукоятками, а также используя диэлектрические перчатки. До начала работ выполняются технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих. Защитные средства должны удовлетворять требованиям «Правил

использования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках». Электрические цепи силовых и других линий, а также электроустановки должны быть смонтированы по правилам ПУЭ на напряжение до 1000В и соответствовать ГОСТ 12.1.019-79.

Заземление оборудования выполняется в соответствии с главой 1.7 ПУЭ.

Защита от прямого прикосновения обеспечивается изоляцией токоведущих частей в соответствии с заводскими стандартами на оборудование и кабельные трассы и уровнями напряжения в сетях.

Защита от косвенного прикосновения обеспечивается надежным заземлением во всех доступных прикосновению проводящих частей электрооборудования.

При монтаже кабельных проводок в местах присоединения жил проводов и кабелей необходимо оставлять запас провода или кабеля, обеспечивающий возможность повторного присоединения. Места соединений и ответвлений должны быть доступны для осмотра и ремонта, провода и кабели не должны испытывать механических усилий.

- Виды испытаний при проведении пуско-наладочных работ:
- Фазировка приборов учета с сетью 0,4 кВ;
- Замер сопротивления цепи петля «фаза-нуль»;
- Контур, состоящий из фазы трансформатора и цепи фазного и нулевого проводников, принято называть петлей «фаза-нуль».

Измерение сопротивления петли «фаза-нуль» и токов однофазных замыканий проводится с целью проверки надежности срабатывания аппаратов защиты от сверхтоков при замыкании фазного проводника на открытые проводящие части.

Проверка производится одним из следующих способов:

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

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

- осмотр заземляющих проводников.

Проверка цепи между заземленной электроустановкой и элементами заземленной электроустановки (непрерывности защитных проводников). Все защитные проводники (включая заземляющие и проводники системы уравнивания потенциалов) не должны иметь обрывов и неудовлетворительных контактов в местах их присоединения к открытым и сторонним проводящим частям.

При проведении приемосдаточных испытаний (в соответствии с 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.

Переходное сопротивление разборных контактных соединений заземляющих проводников не должно превышать 0,05 Ом (ПТЭЭП, прил.3, п.26.1; п. 28.5).

2.11.2 Визуальная проверка защитных устройств.

Визуальная проверка проводится с целью контроля качества монтажа и соответствия сечения заземляющих проводников требованиям проекта и ПУЭ.

Проверка существующих автоматических выключателей.

Автоматические выключатели (АВ) служат для защиты распределительных сетей переменного тока и электроприемников в аварийных случаях при повреждении изоляции. Для осуществления защитных функций автоматические выключатели имеют максимальные расцепители от токов

перегрузки и токов короткого замыкания. При прохождении через автоматический выключатель токов больше номинальных, он должен отключиться. Защита от перегрузки осуществляется тепловыми или электронными устройствами. Защита от токов короткого замыкания осуществляется электромагнитными или электронными расцепителями.

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

Проверка измерительных трансформаторов тока.

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции.

Измерения проводятся с целью проверки соответствия сопротивления изоляции установленным нормам. Перечень необходимых технических мероприятий определяет лицо, выдающее наряд или распоряжение в соответствии с разделом 3 и главой 5.4. МПБЭЭ. Измерения сопротивления изоляции мегаомметром должно осуществляться на отключенных токоведущих частях, с которых снят заряд путем предварительного их заземления.

Заземление с токоведущих частей следует снимать только после подключения мегаомметра.

Периодичность испытаний и минимальная допустимая величина сопротивления изоляции должны соответствовать указанным в нормах испытаний электрооборудования и аппаратов Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

В соответствии с ГОСТ Р50571.16-99 нормируемые величины сопротивления изоляции электроустановок зданий.

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.

Значение сопротивления изоляции электрических машин и аппаратов в большой степени зависит от температуры. Замеры следует производить при температуре изоляции не ниже +5°С кроме случаев, оговоренных специальными инструкциями. При более низких температурах результаты измерения из-за нестабильного состояния влаги не отражают истинной характеристики изоляции. 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.

2.11.3 Защитное заземление устройств и защита от внешних воздействий.

Проектом предусматриваются мероприятия по защите от прямого и косвенного прикосновения к токоведущим частям.

Защита от прямого прикосновения обеспечивается изоляцией токоведущих частей в соответствии с заводскими стандартами на оборудование и кабельные трассы и соответствующим уровнем напряжения.

Защита от косвенного прикосновения обеспечивается надежным заземлением всех доступных прикосновению проводящих частей электрооборудования.

Сопrotивление заземляющего устройства подстанции не должно превышать 4 Ом.

Сопrotивление изоляции электрических цепей (электрически не связанных) относительно друг друга и относительно зажима защитного заземления при температуре окружающего воздуха плюс $20\pm 5^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности не более 80% должно составлять не менее 20 МОм.

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).

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

В зависимости от необходимого варианта и типа исполнения на трансформаторной подстанции устанавливаются приборы учета СЕ303 трансформаторного включения по току в шкафу учета, согласно чертежа «Схема расположения оборудования и проводок». Приборы учета с цифровым интерфейсом ЕІА485 объединяются в единый комплекс с устройством сбора и передачи данных, установленного в шкафу УСПД, по фрагменту локально-вычислительной сети.

На границе ответвления линии абонента от магистрали устанавливаются приборы учета СЕ208 и СЕ303 прямого включения по току со встроенным радио-модулем.

Приборы учета и УСПД установить в шкафах согласно чертежа «Чертеж размещения оборудования в шкафах устанавливаемых на ТП».

Испытательную переходную коробку, в шкафу учета, крепить согласно чертежа «Чертеж размещения оборудования в шкафах устанавливаемых на ТП», саморезами 4x40;

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 так же 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 EIA485, СЕ303 и СЕ208 с использованием радио технологий.

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

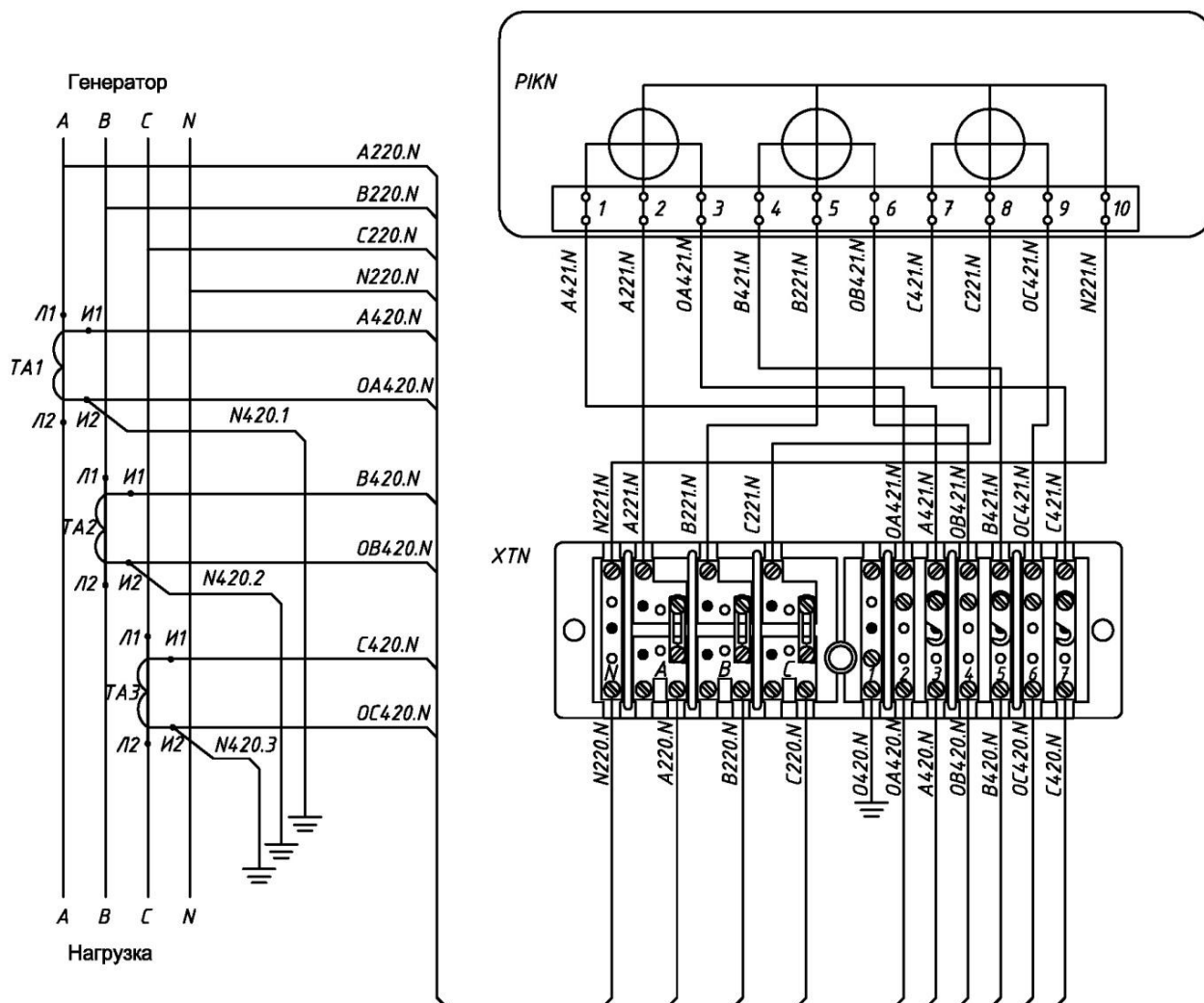


Рисунок 11 - Типовая схема подключения счетчика трансформаторного включения по току SE303

Примечания:

- Закорачивание вторичных токовых измерительных цепей обеспечивается путем замыкания перемычки коробки испытательной переходной;
- Перемычки на коробке испытательной переходной разомкнуть стационарно;

- В токоизмерительных цепях между XTN и PИKN 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;

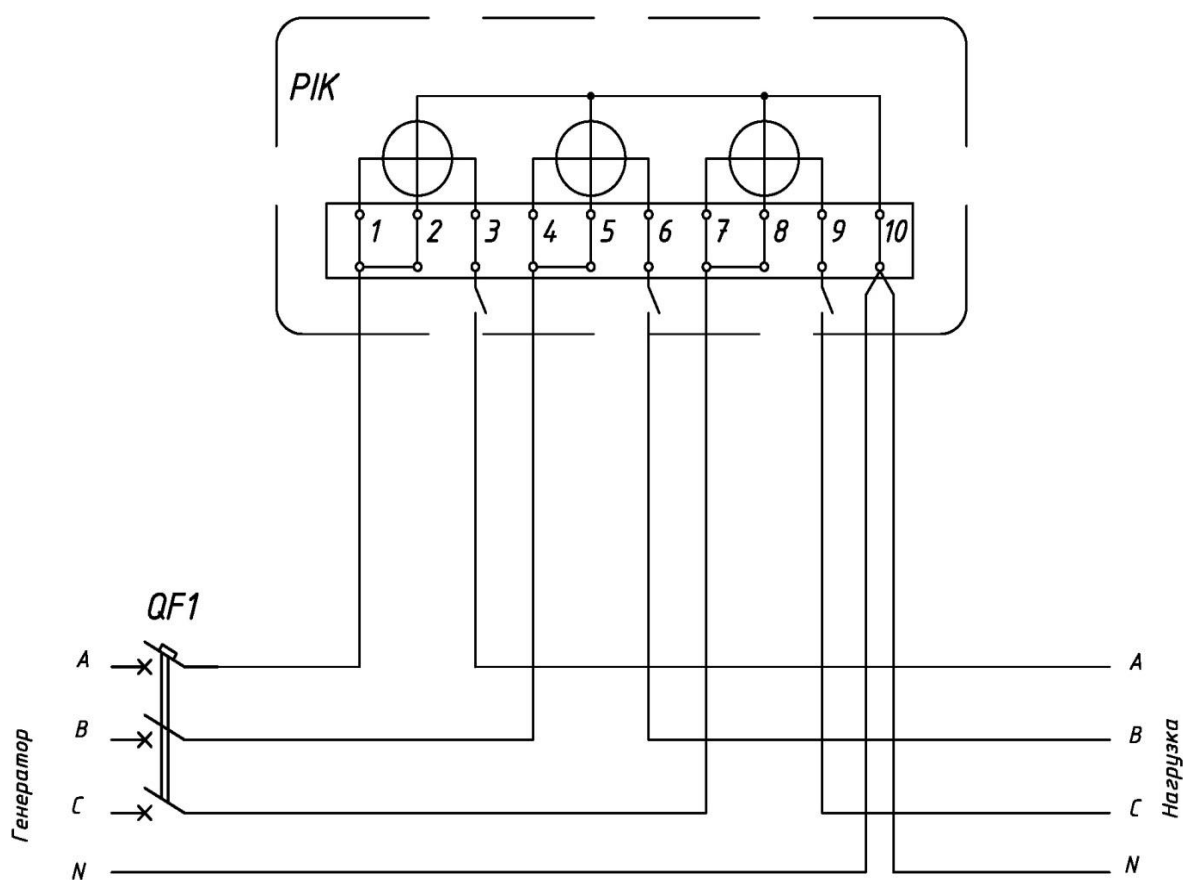


Рисунок 12 - Типовая схема подключения счетчика SE303

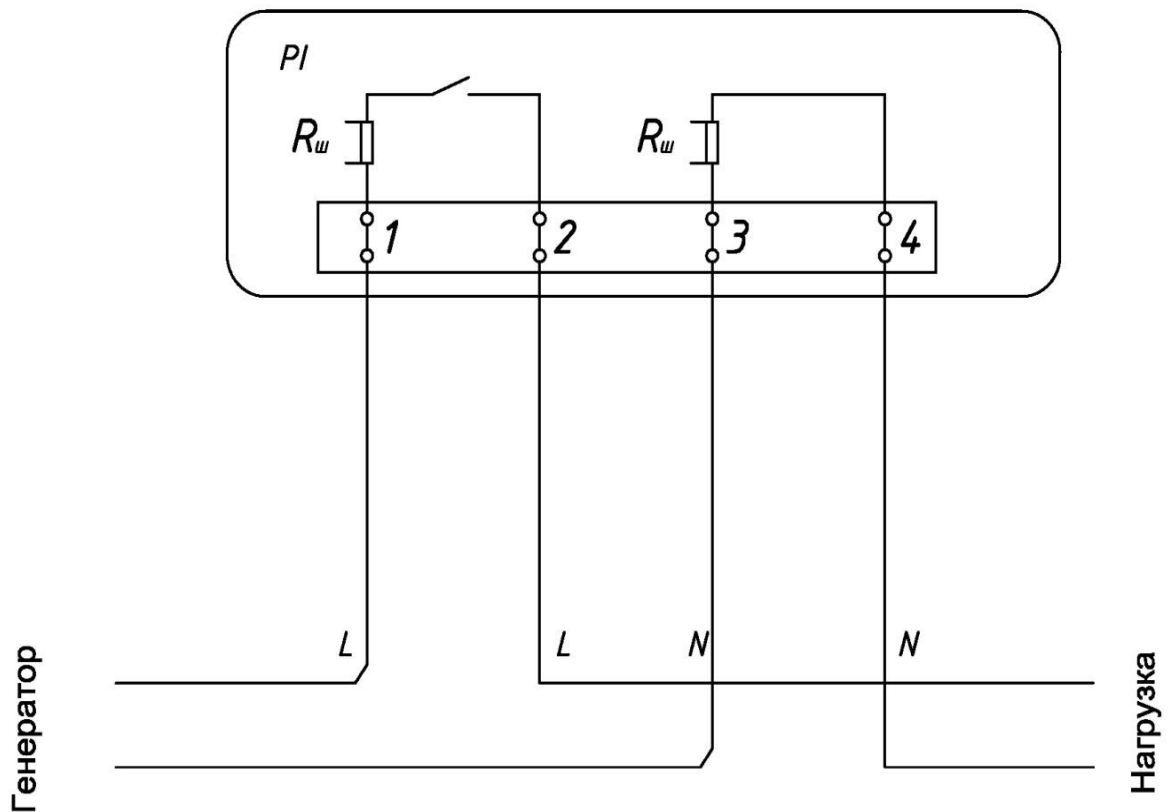


Рисунок 13 - Типовая схема подключения счетчика CE208

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.

2.13 Прокладка кабельных линий

Монтаж кабеля ведется согласно кабельному журналу. При подключении интерфейсного кабеля к разъемам оборудования использовать кабельные наконечники I ТИС-0,75-8.

При подключении провода ШВВП 2x0,75 к разъемам оборудования использовать кабельные наконечники ТИС-1,5-12.

Смонтированные интерфейсные кабели, кабели питания пронумеровать при помощи кабельных бирок У-153, согласно кабельного журнала. При большой протяженности кабеля кабельные бирки крепить в начале и в конце кабельной линии.

Маркировка вторичных измерительных цепей осуществляется при помощи кембриков.

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

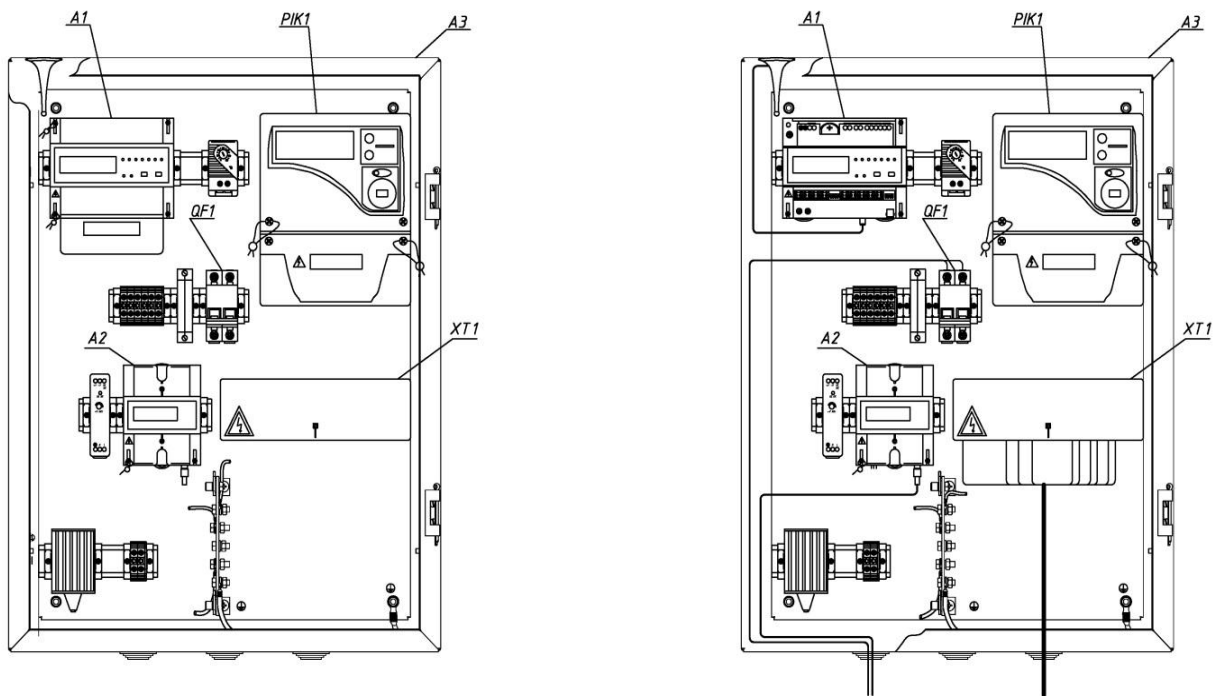


Рисунок 14 - Расположение оборудования в шкафу УПСД

Список используемого оборудования приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Список используемого оборудования в УСПД

№	Обозначение	Наименование	Кол-во
1	QF1	Выключатель автоматический ВА47-29 2П 4А	1
2	A1	УСПД	1
3	A2	Радиомодем CE 831C1.03	1
4	PIK1	Счетчик электрической энергии CE 303 S31 432 JAVZ	1
5	XT1	Коробка измерительная переходная	1
6	A3	Шкаф учета КШ5М-652-IP54	1

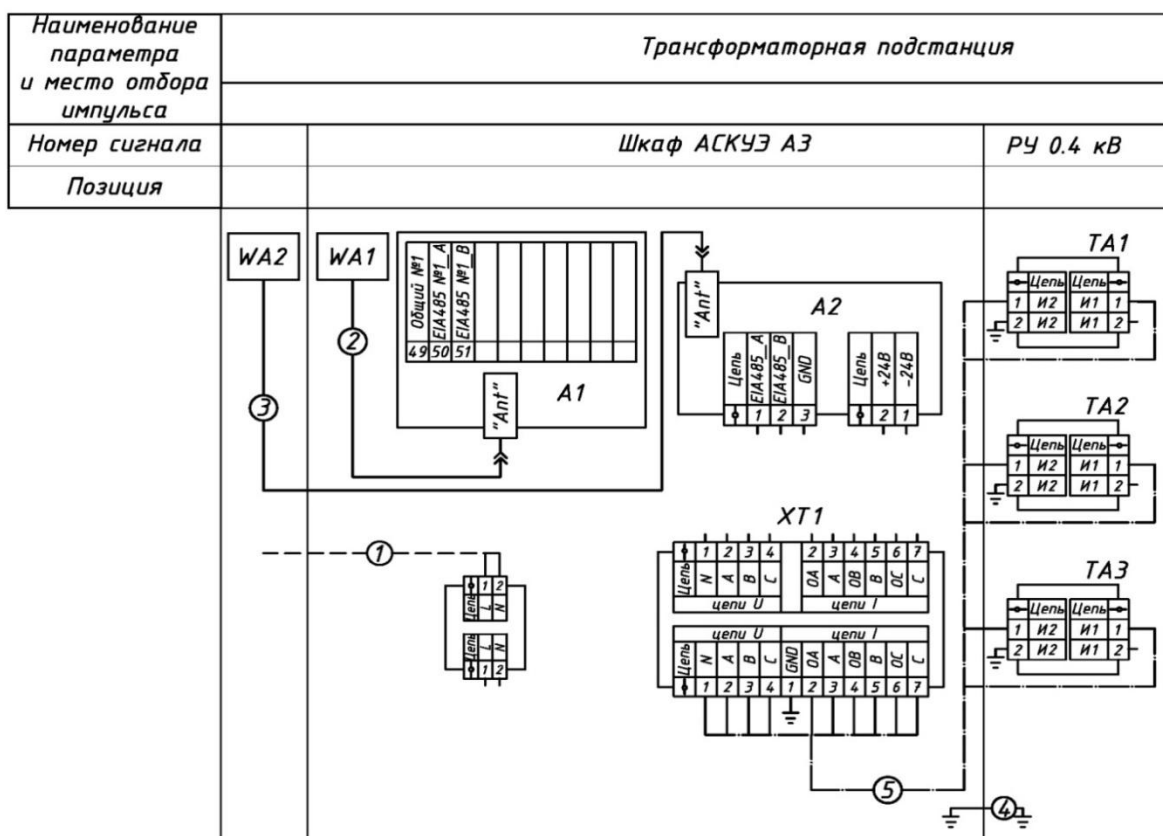


Рисунок 15 - Схема кабельных связей

Список используемого оборудования приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Список используемого оборудования

Обозначение	Наименование	Кол-во
QF1	Выключатель автоматический ВА 47-29 2П 4А	1
XT1	Коробка измерительная переходная	1
TA1, TA2, TA3	Трансформаторы тока	3
A1	УСПД	1
A2	Радиомодем CE 831C1.03	1
A3	Шкаф учета КШ5М-652-IP54	1
WA1	Антенно-фидерное устройство - GSM	1
WA2	Антенно-фидерное устройство - радио	1

Приблизительная стоимость оборудования:

- Выключатель автоматический ВА 47-29 2П 4А – 213 руб.
- Коробка измерительная переходная – 177 руб.
- Трансформатор тока – 572 руб.
- Радиомодем СЕ 831С1.03 - 14 400 руб.
- Шкаф учета КШ5М-652-IP54 – 2772 руб.
- Антенна GSM модуля – 270 руб.
- Антенна модуля передачи сигнала - радио – 270 руб.
- УСПД АСКУЭ – 19 690 руб.
- Счетчик электрической энергии СЕ 303 S31 432 JAVZ – 5349 руб.

Цены по состоянию на Январь 2016г.

Таким образом затраты на оборудование одной автоматизированной точки учета электроэнергии на трансформаторной подстанции обходится в 44857 рублей.

Варианты расположения оборудования на трансформаторных подстанциях представлены на рисунках 16, 17, 18 и 19:

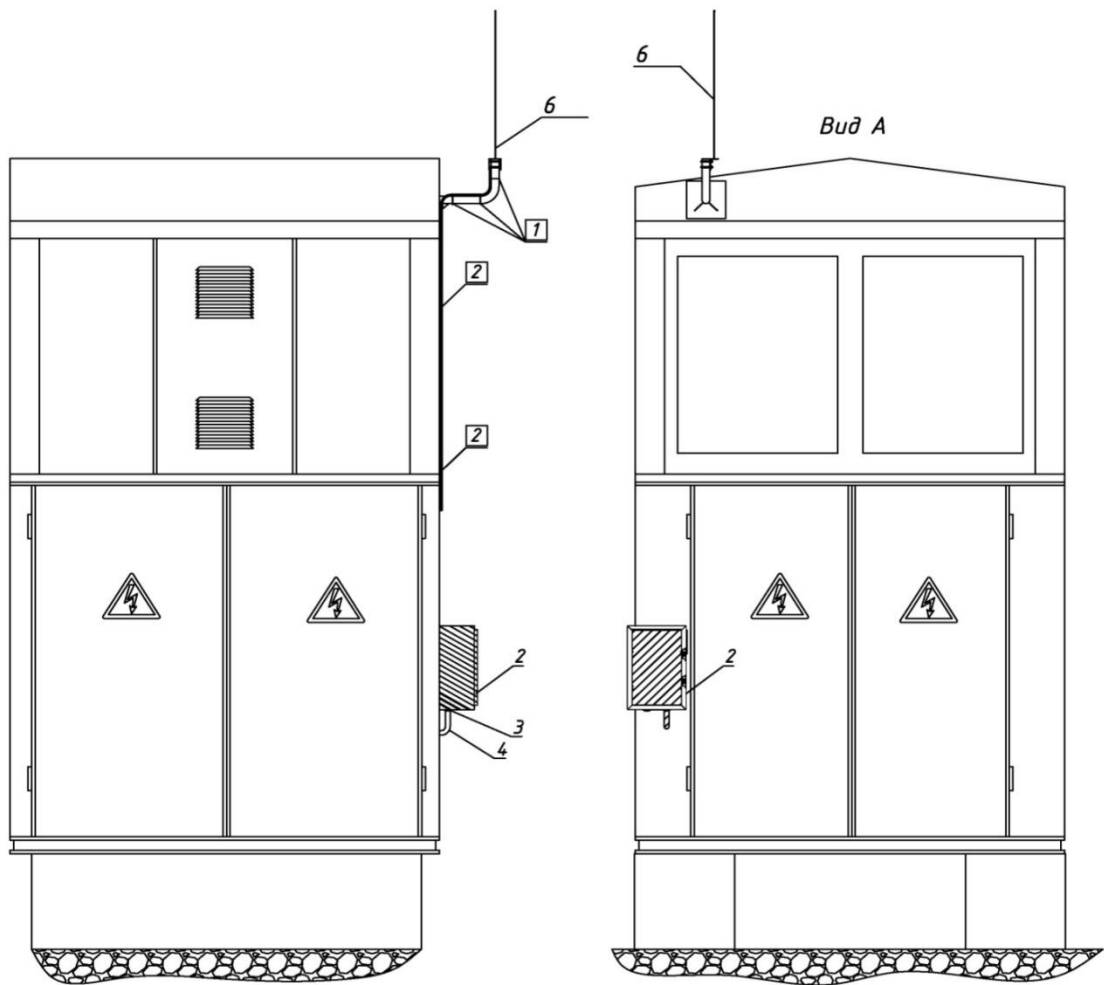


Рисунок 16 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип А

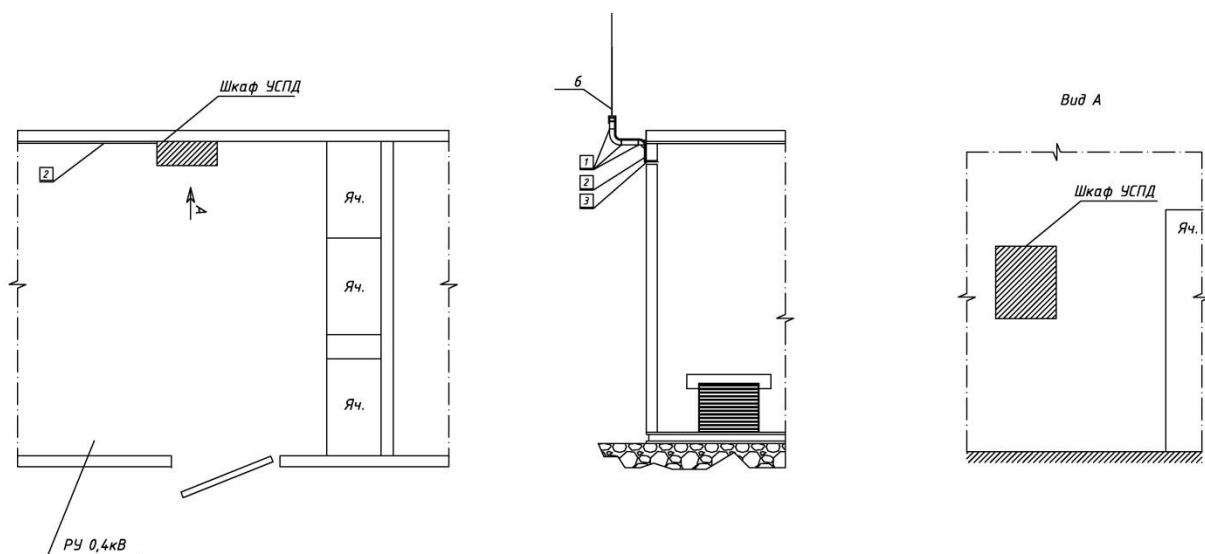


Рисунок 17 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип Б

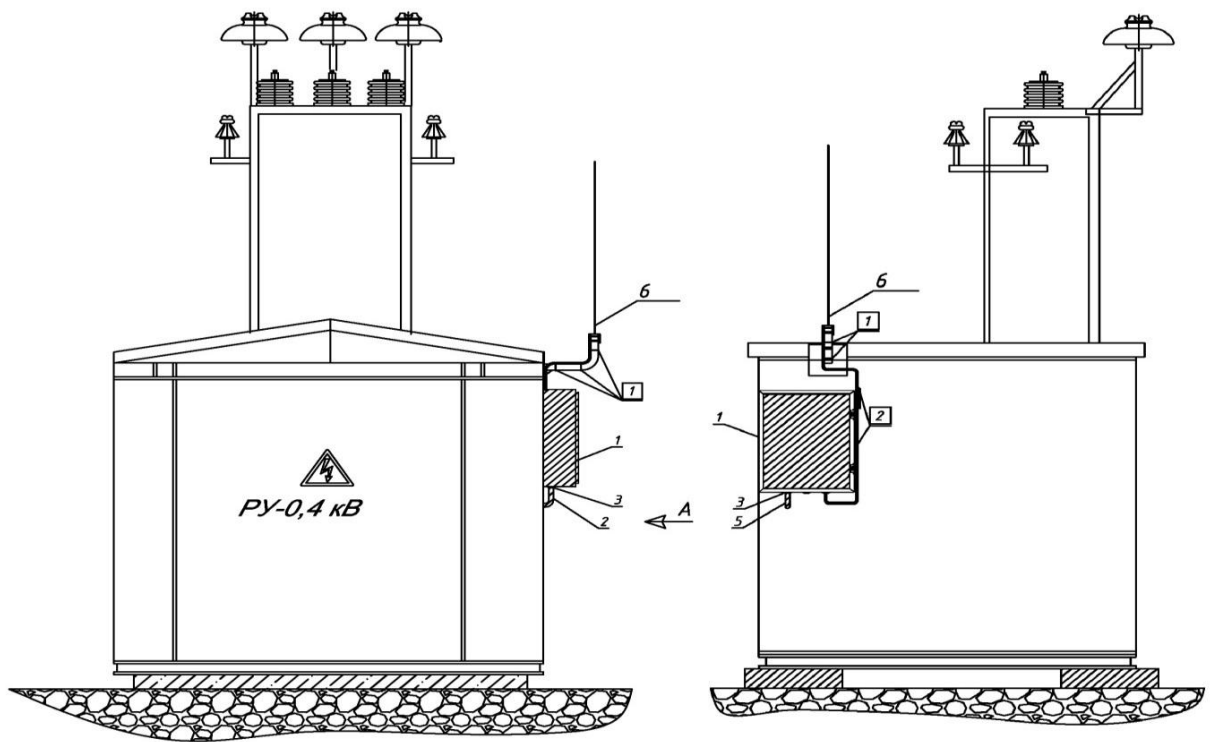


Рисунок 18 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип В

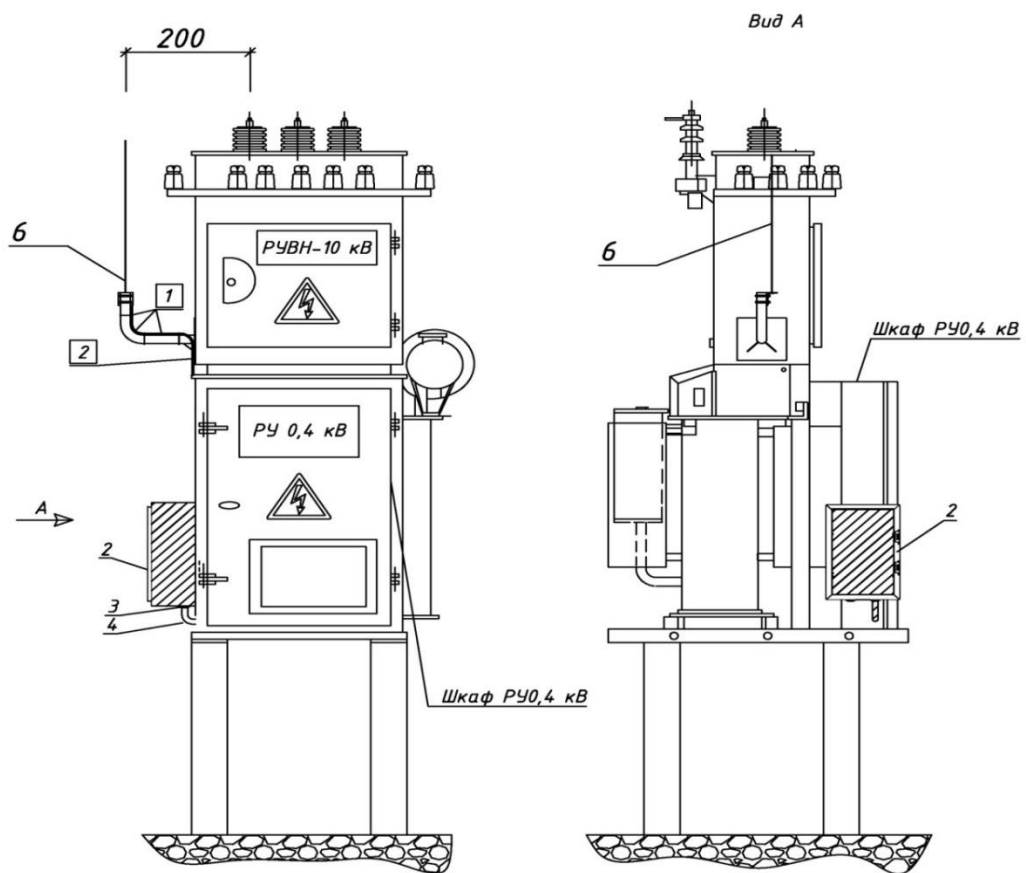


Рисунок 19 - Вариант расположения оборудования на ТП, тип Г

Список используемого оборудования представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Список используемого оборудования

№	Наименование	Кол-во	Примечания
1	Шкаф УСПД	1 шт.	
2	Сальник PG36	1 шт.	На один шкаф
3	КВВГнг 10х2,5	5 м.	На шкаф учета
4	ВВГнг 2х2,5	5 м.	На шкаф УСПД
5	Антенна 433 МГц (Диэлектрический материал)	1 шт.	На шкаф УСПД

Примечания:

1 – провод стянуть к кронштейну стяжными хомутами.

2 – антенный кабель к стенкам ТП крепить при помощи самоклеющихся площадок, провод стянуть стяжными хомутами.

3 – отверстие в стене просверлить под углом 15 градусов вниз по отношению к улице. В отверстие установить металлическую гильзу диаметром 40мм. Антенный провод вывести через гильзу на фасад, после отверстие запенить монтажной пеной.

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

- Шкаф УСПД крепить к боковой стене РУ 0,4 кВ с помощью саморезов;

- В случае неустойчивого приема сигнала GSM приемные антенны разместить на крыше РУ 0,4кВ, установив их на металлическое основание, покрытое влагостойкой краской;

- Шкаф УСПД расположить не выше 1,7 м от уровня земли до верхней части шкафа. В случае отсутствия возможности установки шкафа на указанную высоту, установку согласовать с заинтересованными сторонами.

- Установка шкафа УСПД на ТП выбирается согласно чертежа соответствующего типа ТП (тип А, тип Б, тип В, тип Г)

- Расстояние от антенны до токоведущих частей линии 6/10кВ должно соответствовать пункту 2.5.125 ПУЭ

Внешний вид этажного шкафа изображен на рисунке 20.

Приборы учета устанавливаются в существующие этажные щиты.

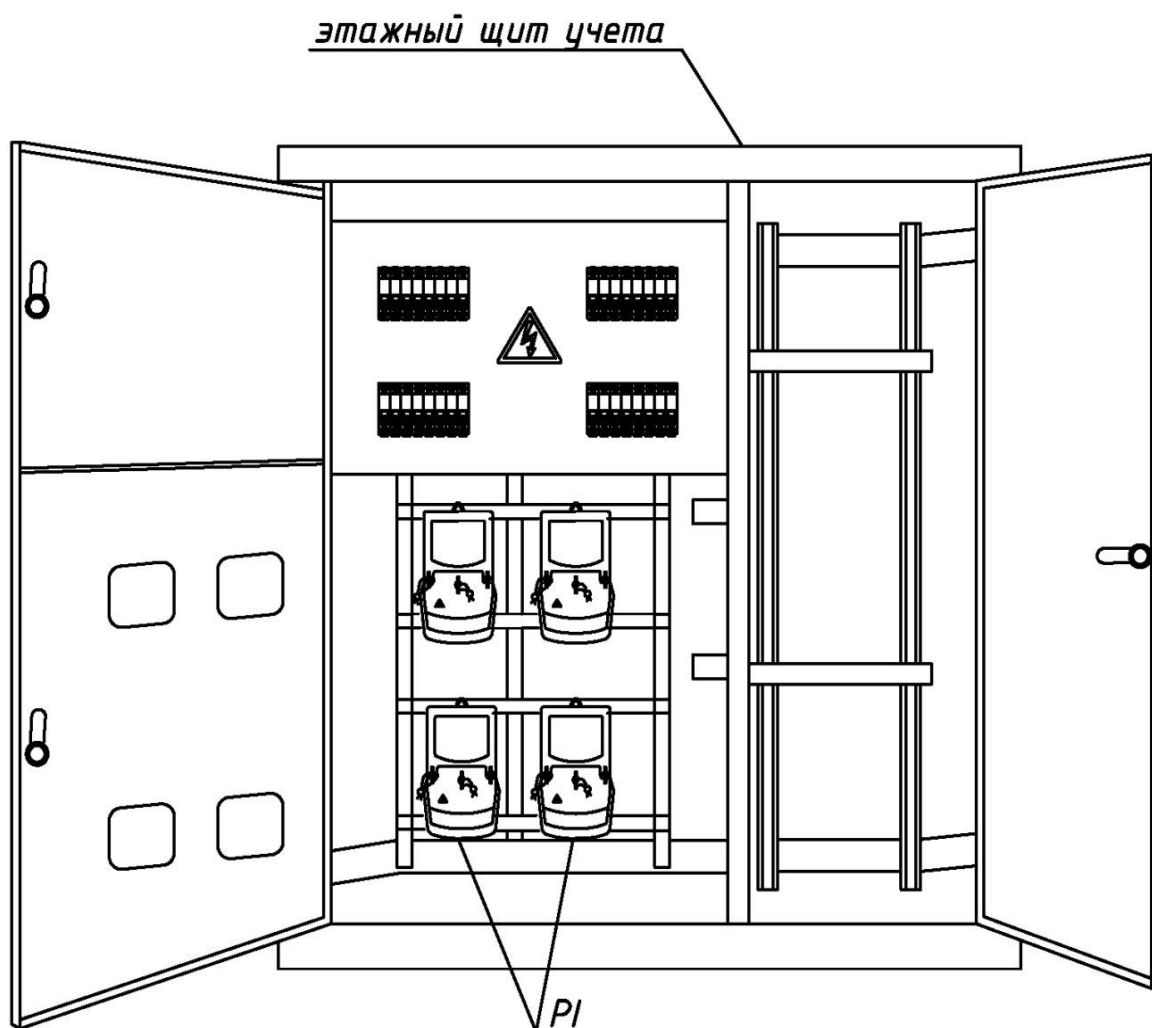


Рисунок 20 - Этажный шкаф

Во второй главе был рассмотрен принцип построения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. Системы АСКУЭ условно разделяются на три уровня:

- первый уровень рассматривается как измерительно-информационный комплекс. В него входят индивидуальные приборы учета, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи;

- второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс. В состав которого входят модемы GSM/GPRS, преобразователи цифровых интерфейсов, устройства сбора и передачи данных, PLC-модемы различных типов, линии связи между устройствами. При помощи информационно-вычислительного комплекса электроустановок (ИБКЭ) проводится сбор показаний и данных индивидуальных приборов учета для их дальнейшей передачи на третий уровень;

Третий уровень ИИС является информационно-вычислительным комплексом (ИБК). ИБК содержит хранилище базы данных (БД), устройства для обработки полученной информации с установленным специализированным программным обеспечением, модемные устройства, вспомогательное оборудование.

Так же были выделены основные технические решения с указанными рекомендациями по монтажу автоматизированных систем считывания.

Была приведена методика расчета измерительных цепей тока и указаны мероприятия по контролю работоспособности системы.

3 Технико-экономическое обоснование внедрения системы АСКУЭ

Экономический эффект от внедрения системы АСКУЭ достигается увеличением положительных факторов и исключением отрицательных факторов, влияющих на расчеты потребленной электроэнергии. По различным подсчетам размер экономического эффекта при внедренной системе АСКУЭ на предприятии равняется примерно 16-32% от годового потребления электроэнергии. А окупаемость оборудования и затрат на создание системы приходится на 3-4 квартал года. Применение систем АСКУЭ сетевыми организациями и гарантирующим поставщиком, является основой повышения точности расчетов, увеличению экономии и снижению технических затрат.

При наращивании автоматизации технических процессов, снижается участие человека в процедуре распределения и расчетах потребленной электроэнергии. Пока в процессе использования системы АСКУЭ человек преобладает в выборе решений, АСКУЭ будет существовать как система, позволяющая выявлять неблагоприятные направления, такие как потери в сетях, воровство и точность передаваемых показаний.

Уровень потребления электроэнергии гражданами складывается из организационно-технической и базовой составляющей.

Базовая часть потребления обусловлена энергоемкостью электрических приемников.

В свою очередь организационно-техническая составляющая (ОТС) складывается из режимов эксплуатации этих электрических приемников и личных потребностей.

3.1 Организационно-техническая составляющая электропотребления

На рисунке 21 представлена структурная схема экономической эффективности.

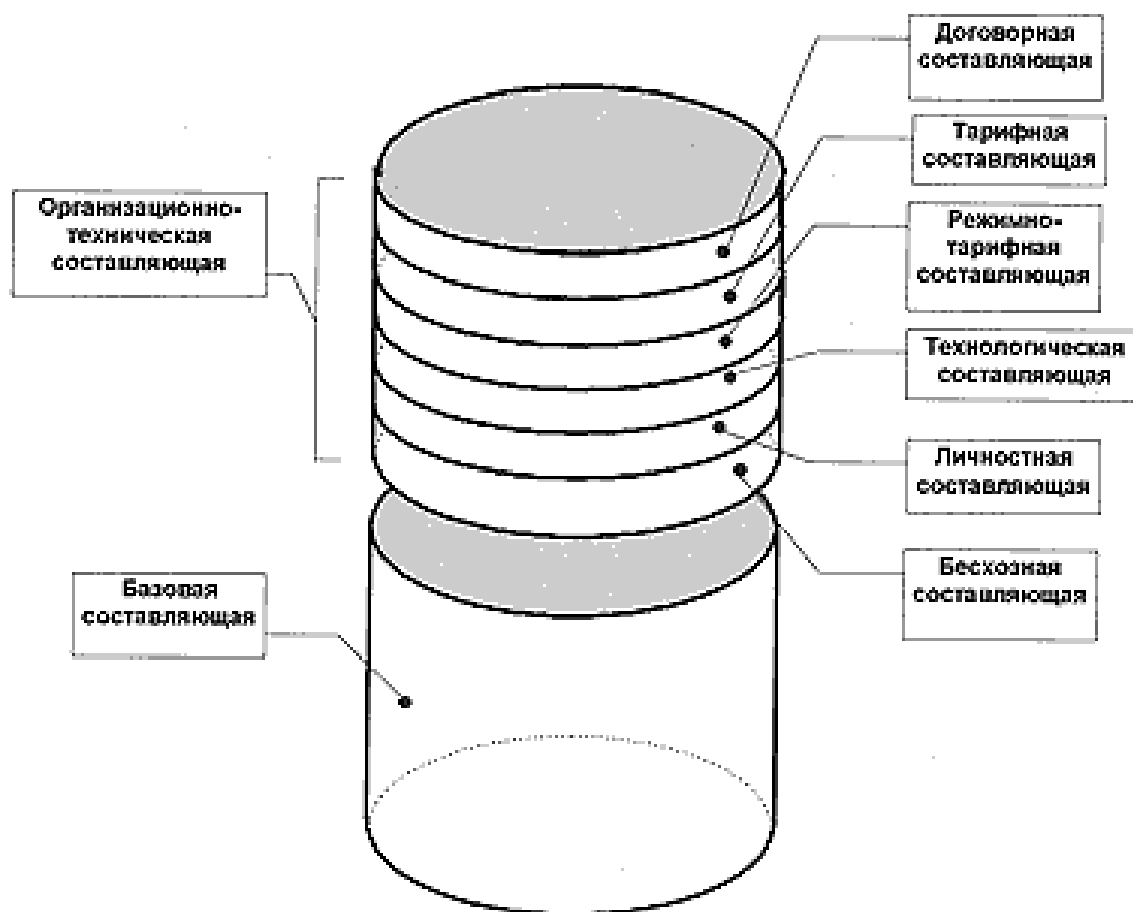


Рисунок 21 – Структурная схема экономической эффективности

Изменение базовой части электропотребления требует замены электрических приемников на более эффективные. Применение менее энергоемких машин и аппаратов. Но такое направление требует повышенных затрат, что является более проблематичным в условиях существующей экономики и не каждый может себе этого позволить. Следовательно, большее внимание стоит уделять уменьшению организационно-технической составляющей энергопотребления. Так как это требует меньших затрат и при своем выполнении дает относительно быстрый результат. Стоит отметить, что значимость уменьшения этой составляющей остается даже после сокращения базовой составляющей потребления.

Организационно-техническая составляющая электропотребления состоит, по крайней мере, из шести частей:

- режимно-тарифная составляющая.

Связана непосредственно с временным использованием оборудования. В системах АСКУЭ существует дифференцированное разделение по зонам суток. Так называемые «дневной-ночной» тариф. Режимы использования оборудования во временных промежутках с пониженной ставкой по тарифам, позволяет осуществлять не малую часть сокращения расходов на электроэнергию. Такая составляющая сводится к максимальной выгоде при применении систем АСКУЭ технического учета с уклоном на 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.

- договорная составляющая.

Связана с расчетами не по реальным показаниям, а по договорным со своим гарантирующим поставщиком. Как показывает практика, такие показания значительно завышены, что приводят к переплатам и финансовым потерям. Теперь с применением АСКУЭ данная составляющая сводится к нулю.

- технологическая составляющая.

Связана с отступлениями от нормального использования электрооборудования и неэффективностью его использования. Примером такого использования может послужить оставленное включенным осветительное оборудование без особой надобности. Такая составляющая снижается при помощи систем АСКУЭ глубокого технического учета с анализом хозрасчета по энергоресурсам между локальных центров сбора показаний.

- тарифная составляющая зависит от расчетов за электроэнергию с гарантирующим поставщиком по реальным значениям, но не по выгодному для потребителя тарифу. Связано это с невозможностью расчета, в котором реально выразить этот тариф. Эта организационная составляющая сводится к минимуму при создании АСКУЭ с возможностью отслеживания действующих и перспективных тарифов.

- бесхозная составляющая выражается в безразличии и отсутствии заинтересованности в экономии гражданами-потребителями. Снизить данную составляющую возможно с применением хозрасчета в системе АСКУЭ. А так же не маловажную роль играет разъяснительная и информационная агитация потребителей. Поощрительная стимуляция.

На различных объектах электропотребления перечисленные составляющие имеют разную эффективность. В рамках сокращения организационно-технической составляющей уровня потребления электроэнергии потребителями их эффективность доводится до 16-32% и более от общего потребления. Уменьшение этих потерь, контроль и учет таких составляющих предоставляется возможным только с помощью внедрения систем АСКУЭ.

Одна из первостепенных задач от внедрения АСКУЭ является снижения до минимума участия человека в процессах учета. Неправильные, случайные действия станут невозможными при автоматизированном управлении нагрузкой.

Потери, равные разнице отпущенной и оплаченной электроэнергии условно можно разделить на три составляющие:

- погрешности измерений;
- технические потери, выраженные физическими явлениями, такими как потери при сопротивлении проводников на нагрев проводов;
- коммерческие потери, состоящие из неоплаты потребленной электроэнергии, воровство, занижение реальных показаний и т.п.

Особо большой эффект от применения АСКУЭ получают

энергосбытовые компании. Определенную часть потерь, такие как погрешности, при измерениях и потери в линиях электропередач избежать не представляется возможным. Но потери, вызванные при хищениях и задержках оплат, составляют существенную часть.

3.2 Потери при хищении электроэнергии

Большая часть убытков сбытовой компании приходится на хищения электроэнергии или вмешательство в работу счетного механизма индивидуальных приборов учета. Борьба с этим явлением прибегая к обходам контролеров является довольно накладно, так как появляется необходимость содержания большого штата сотрудников. Тем более в поселках и деревнях, где преобладает индивидуальная застройка, уровень хищений на порядок выше.

На практике оказывается, что проверка целостности клеммных крышек и пломб является недостаточным. В данном случае системы АСКУЭ обладают рядом преимуществ, таких как сигнализация о несанкционированном доступе, оперативное снятие показаний.

Обобщением способов борьбы с хищением электроэнергии в различных странах мира и их оценкой эффективности занимается «Экспертная группа по изучению вопросов кражи электроэнергии и неоплаты счетов».

Группа создана в рамках комитета по исследованию экономики и тарифам международной организацией Unipede. Согласно заключению этой комиссии созданной в 1998 г. термин кража электроэнергии рассматривается при факте, когда электроэнергия регистрируется не полностью или не регистрируется вовсе, по вине потребителя данного энергоресурса. Либо когда им нарушается схема учета и вскрывается клеммная крышка, срываются пломбы в целях занижения и скрытия реальных показаний.

Определяющий объем краж электроэнергии приходится на бытовых потребителей. Гораздо меньший объем «украденной» электроэнергии приходится на юридических потребителей, торговые и промышленные предприятия.

Существует уже давно сложившаяся тенденция роста хищений электроэнергии. В первую очередь пик краж приходится на весенние и осенние времена года, когда среднесуточная температура воздуха опускается, а централизованное отопление еще не начинается. Так же повышение краж приходится на зимний период.

Три ключевых способа хищения электроэнергии:

- электрический;
- механический;
- магнитный.

Электрические способы хищений электроэнергии:

- шунтирование фазы тока нагрузки;
- заземление нулевого провода нагрузки;
- замена предохранителей трансформатора напряжения на перегоревшие;
- отключение трансформаторов тока;
- шунтирование токовой цепи электросчетчика (установка закороток);
- установка различных аппаратов для компенсации тока нагрузки с изменением фаз;
- изменение чередования фазного и нулевого проводов с нейтралью трансформатора и т.п.

На территории РФ наиболее распространенным способом воровства является несанкционированное подключение к линиям электропередач выполненных неизолированным проводом, так называемое «накидывание своего провода».

3.2.1 Механические способы хищения электроэнергии.

К механическому способу воровства электроэнергии приравнивается любое вмешательство в работу счетного механизма прибора учета и самого ПУ (вскрытие):

- изменение положения прибора учета от нормального вертикального в горизонтальное, для уменьшения скорости вращения диска;
- изменение центровки осей счетных механизмов;

- просверливание различных отверстий с целью остановки счетного механизма и помещения в него различных предметов;

- установка различных тонких пленок для торможения процесса вращения диска.

Как правило, после механического вмешательства на приборе учета остаются видимые признаки, но под слоями пыли, паутины и грязи разглядеть их не представляется возможным.

В России распространённым способом хищения электроэнергии, является повреждение счетчиков электроэнергии или их кража.

На практике, всплеск краж приборов учета приходится на осенний и весенний периоды, когда температура воздуха понижается, а отопительный сезон еще не начался. Особо сильно это проявляется в районах с плохо развитой отопительной системой.

3.2.2 Магнитные способы хищения электроэнергии.

Установка сильных магнитов на корпусе электросчетчиков, особенно на старых индукционных моделях, может сильно искажать показания счетного механизма, путем замедления вращения диска. С усовершенствованием моделей приборов учета, производители стараются исключить влияние магнитных полей на рабочие характеристики этих счетчиков. Так же для опломбирования клеммных крышек ПУ могут применяться магниточувствительные пломбы.

3.2.3 Потери вызванные задержкой оплат

Не малая часть потерь сбытовой компании приходится на дебиторскую задолженность, такую как неоплаченные счета, «безнадежные долги», оплата после установленного срока.

Подобные долги перед снабжающими организациями составляют примерно 62-67% от общего числа задолженности. Виновник ситуации, существующая система расчета бытовых потребителей – выставление счета после отдачи электроэнергии. На увеличение или уменьшение дебиторской задолженности перед гарантирующим поставщиком оказывают различные

факторы, такие как социальные, психологические, юридические аспекты. Первостепенная же причина несвоевременной оплаты – отсутствие эффективного контроля и оперативного воздействия на недобросовестных потребителей.

При разработке эффективной автоматизированной системы контроля важно закладывать не только повышенную точность получаемых данных, но и реализацию диспетчерского контроля и управления.

3.2.4 Потери при выставлении счетов обуславливаются:

- частыми ошибками в выставлении счетов гражданам-потребителям, пользующимися льготами и специальными тарифами на предоставление энергоресурсов;

- выставление счетов на оплату по устаревшей информации отдельных граждан;

- не выставление счетов по техническим, либо каким либо другим причинам;

- неполнотой или неточностью данных переданных потребителями, а так же ошибочной или заведомо ложной информацией по договорам на электроснабжение.

3.2.5 Другие способы хищения электроэнергии.

Множество способов придумано «русскими умельцами». Один из таких способов, когда владельцы помещений, квартир, домов (зачастую только по документам) меняются настолько быстро, что гарантирующий поставщик просто не в состоянии отследить и выявить реального собственника.

3.2.6 Потери, вызванные наличием бесхозных потребителей.

Образованием множества организаций и предприятий привели к образованию бесхозных потребителей. Во многих энергосистемах появляются и существуют дома, района, даже целые поселки, которые не стоят на обслуживании у какой-либо снабжающей организации. Никто не ведет учет бездоговорного потребления и соответственно не оплачивает. Отключение

таких потребителей ни к чему не приводит, так как они самовольно подключаются к сетям обратно.

3.2.7 Коммерческие потери

Коммерческая составляющая потерь гарантирующего поставщика также зависит от «сезонной составляющей».

Принцип данной составляющей основан на невозможности одновременного снятия показаний гражданами потребителями, а так же запоздания в оплате за потребленную электроэнергию. Существует установившаяся тенденция, выражающаяся в задержке оплат в зимне-весенний период и компенсации этих задержек в летние периоды. В докризисное время, эти задержки практически полностью компенсировались в летний период. В настоящее время задержки по оплате за потребленную электроэнергию в зимний период во много превышают компенсирующую составляющую.

Так же коммерческие потери можно разделить по месяцам, кварталам и за год в целом. Коммерческие потери по месяцам выражаются в различных вариантах. Как правило, скачки в оплатах за потребленную электроэнергию приходятся на июнь – за месяц до повышения тарифа, декабрь – отдельные потребители оплачивают за потребленную электроэнергию в конце года и т.п.

Тенденция изменений коммерческих потерь по кварталам так же имеют свою зависимость. Например, начало строительного или дачного сезона, окончание дачного сезона, перед началом зимнего периода.

Для того, что бы более эффективно разрабатывать мероприятия по снижению коммерческих потерь необходимо увеличивать точность расчетов. Так как коммерческие потери невозможно измерить, необходимо вычислить их с максимальной точностью. Повышение точности расчетов зависит не только от погрешностей анализа и измерений, составляющих описанных выше, таких как «сезонные составляющие», но и от измерений и расчетов технических потерь.

Очевидно, что чем больше будет точность измеренных и проанализированных составляющих потерь, тем более эффективно можно

разработать план мероприятий по снижению этих потерь как отдельно друг от друга, так и в комплексе.

Таким образом, внедрение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии позволяет сводить к минимуму, а в некоторых случаях и полностью исключать некоторые экономические потери в энергосетях.

Структура потребления делится на две части: базовую и организационно-техническую составляющую.

Базовая часть электропотребления зависит от самих электрических приемников и для её снижения требуется их замена на более эффективные.

Выше были рассмотрены основные организационно-технические составляющие электропотребления и описано положительное влияние от внедрения систем АСКУЭ на каждый из этих элементов.

Так же системы АСКУЭ значительно снижают экономические потери вызванные хищением электроэнергии.

Заключение

В данной магистерской диссертации была рассмотрена и проанализирована существующая система сбора данных индивидуальных приборов учета электроэнергии. При такой организации учета, потребители энергоресурса сами предоставляли показания. Были выделены недостатки такой системы:

- несвоевременность передаваемых показаний;
- неполнота данных;
- недостоверность предоставляемых данных;
- у потребителей установлено большое количество приборов учета с классом точности, несоответствующим требованиям постановления Правительства РФ №530 от 31.08.2006 и истекшим сроком государственной поверки;
- необходимость постоянных обходов контролерами энергосбытовой и сетевой организации;
- воровство электроэнергии;
- самовольные подключения граждан-потребителей к энергосетям, которые проблематично выявить.

Большинство вышеперечисленных проблем, может быть решено при помощи внедрения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии. В проекте представлено описание системы АСКУЭ, принцип действия, виды устройств, входящих в систему.

Описаны технические решения и рекомендации по монтажу, а также представлены чертежи 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 нештатных ситуаций;
- снижение трудозатрат на обходы и проверки;
- использование приборов учета, соответствующих всем нормам электроснабжения.

Также был проанализирован экономический эффект от применения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии на различных уровнях.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. - М. : КноРус, 2010.
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7 издание. - С.-Пб.: Энергоатомиздат, 2009.-289 с.
3. Вахнина, В.В. Некоторые особенности режимов работы электрических сетей с изолированной нейтралью / В.В. Вахнина, В.А. Шаповалов, А.Н. Черненко / Энергетика и Энергоэффективные технологии: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 50-летию ЛГТУ. – Липецк : ЛГТУ, 2006. – С. 24 – 27.
4. Вахнина, В.В. Анализ особенностей электрических сетей с изолированной нейтралью методами математического моделирования / В.В. Вахнина, С.С. Чертаков, А.Н. Черненко / Энергетика и энергоэффективные технологии : сборник докладов II Международной научно-технической конференции. – Липецк : ЛГТУ, 2007. – С. 57 – 58.
5. Барыбин, В.В. Справочник по проектированию электроснабжения. / В.В Барыбин. – М.: Энергоатомиздат, 2008. -278 с.
6. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005
7. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: учеб. пособие для вузов – М. : Изд-во МЭИ, 2009.
8. Пыхтин, В.В. Электроматериаловедение. / В. В. Пыхтин , Н.Н. Цыкунов. - Комсомольск-на-Амуре: КнАГТУ, 2003. – 180 с.
9. Аметистов, Е.И. Основы современной энергетики под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова - М.: Издательство МЭИ, 2004.- 822с.
10. Елгин, А.А. Производство и передача электроэнергии : учеб. пособие. - Тольятти : ТГУ, 2008.

11. Сибикин, Ю.Д. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин – М.: ИРПО; ПрофОбрИздат, 2002. - 370 с.
12. Бычков, В. В. Основы теории электрических цепей. / В. В. Бычков. - СПб.: Лань, 2002. – 370 с.
13. Чунихин, А.А. Электрические аппараты. / А.А. Чунихин. – М.: Энергоатомиздат, 2001. -350 с.
14. Сапунков, М. Л. Основы расчета и проектирования электроснабжения предприятий. / М. Л. Сапунков. - Пермь: ПГТУ, 2003. – 310 с.
15. Гуртовцев, А.Д. Правила приборного учета электроэнергии. Главный проект Российских энергетиков / А.Д. Гуртовцев // Новости ЭлектроТехники. – 2004. – С. 32-39.
16. Тубинис, В.В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии в Италии / В.В. Тубинис. – Электро. – 2004. –239 с.
17. Тубинис, В.В. Особенности организации коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6–10 кВ с токоограничивающими реакторами / В.В. Тубинис. – Электро. – 2004. – 169 с.
18. Тубинис, В.В. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью / В.В. Тубинис. – Электро. – 2003. – 282 с.
19. Герасимова, В.Г. 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.
20. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : учеб.-произв. изд. В 6 т. Т. 4-6 / Е.Ф. Макаров. – М. : Папирус Про, 2005.
21. Григорьев, В.И. Справочник энергетика: учебник / В.И. Григорьев. – М.: Колос, 2006.
22. Новости энергетики: [Электронный ресурс]. М., 2014. URL: <http://novostienergetiki.ru/>. (Дата обращения 01.12.2015).

23. Elec.ru: [Электронный ресурс]. СПб., 2001-2014. URL: <http://www.elec.ru/>. (Дата обращения 14.01.2016).
24. Энергетика. Оборудование, документация: [Электронный ресурс]. М., 2014. URL: <http://forca.ru/>. (Дата обращения 06.03.2016).
25. Энергоучет. АСКУЭ современного предприятия: [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://www.eu.sama.ru/>. (Дата обращения 08.10.2015).
26. Журнал «ИСУП». Отраслевой научно-технический журнал: [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://isup.ru/articles/6/335/>. (Дата обращения 23.09.2015).
27. Независимые энергетические компании: [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://www.n-elektro.ru/>. (Дата обращения 15.07.2015).
28. Elster metronica: [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://kazenergy.kz/>. (Дата обращения 24.02.2016).
29. АО Электротехнические заводы «Энергомера»: [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://www.energomera.ru/>. (Дата обращения 17.12.2015).
30. Астра-электроучет: [Электронный ресурс]. М., 2010. URL: <http://www.astraelectra.ru/>. (Дата обращения 12.01.2016).
31. Enargys: [Электронный ресурс]. М., 2016. URL: <http://enargys.ru/>. (Дата обращения 11.04.2016).