

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 «Внедрение системы АСКУЭ для электросетевой компании»

Студент

Д.А. Нагорных

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2017 г.

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2017 г.

Тольятти 2017

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ и обзор действующей системы сбора показаний приборов учета и системы учета электроэнергии бытовых потребителей.....	7
1.1 Недостатки действующей системы сбора и обработки показаний приборов учета	7
1.2 Преимущества организации учета при помощи автоматизированных систем	9
1.3 Требования электросетевой организации к автоматизированной системе учета электроэнергии	14
1.4 Порядок контроля за осуществлением коммерческого учета электроэнергии.....	40
1.5 Условия и требования по эксплуатации.....	41
2 Выбор компонентной базы для создания системы АСКУЭ	42
2.1 Информационно-измерительные системы контроля и учета потребления электроэнергии	42
2.2 Структура информационно-измерительной системы	44
2.3 Основные технические средства используемые для создания системы АСКУЭ на базе РМС 2150-1	48
2.4 Построение информационно-измерительных систем.....	59
2.5 Конфигурирование ИИС РМС 2150-1	61
2.6 Рекомендации по монтажу.....	65
3 Техническое обоснование и рассмотрение политики сетевой организации при внедрении системы АСКУЭ	79
3.1 Организационно-техническая составляющая потребления электроэнергии.....	80

3.2 Порядок контроля за осуществлением коммерческого учета электроэнергии	80
3.3 Метрологическое обеспечение учета.....	82
3.4 Реализация технической политики учета в электросетевой организации .	83
Заключение	85
Список использованных источников	88

Введение

За последнее время в следствие постоянного роста тарифов на энергоресурсы кардинальные изменения претерпела организация учета электроэнергии в энергосетевом комплексе. Остро встал вопрос повышения точности в отношении расчета за потребляемые ресурсы. Одним из основных направлений совершенствования системы расчета за потребляемую мощность является применение высокоточных приборов учета, а также своевременное снятие показаний.

Рынок торговли ресурсами устроен на использовании автоматизации приборов, узлов учета, с целью максимального уменьшения человеческого фактора в момент регистрации, сбора данных. Необходимо обеспечение быстрого и точного расчета за потребляемые ресурсы, адаптируемого к всевозможным тарифным системам учета электроэнергии.

Важное значение в условиях конкурентного энергоснабжения ресурсами имеют системы сбора данных и измерительные системы. Производство, передача, распределение электрической энергии больше не осуществляется в рамках одной структуры рынка. В связи с этим образовалась необходимость в стандартизации, возникла потребность в стандартизованных правилах транспорта и сбора информационных данных.

Вновь установленные задачи (например, необходимость балансировать нагрузку) и рост объемов информационного потока привели к возникновению в компаниях электросетевого комплекса своих собственных информационных подразделений: серверов для хранения данных, а также систем автоматизированного сбора показаний данных с приборов учета электроэнергии. Прогноз профилей потребления, балансовые нагрузки, политика тарифов - все эти составляющие зависят от правильного функционирования систем управления данными, определяют степень удовлетворенности потребителя, а также эффективность работы организаций электросетевого комплекса.

Общая тенденция развития и роста эффективности обмена информацией приводит к возникновению на рынке большого количества электросетевых организаций. Конкуренция на рынке приводит к лидерству компаний, у которых имеется большой выбор услуг, обеспечить который без применения автоматизированных систем учета и контроля не всегда представляется возможным.

В большом количестве стран с развитой рыночной экономикой все выше рассмотренные проблемы и недостатки электросетевого комплекса и сетевых компаний решаются с помощью внедрения системы АСКУЭ. В последнее время эти системы набирают популярность, становятся более востребованными и экономически целесообразными в случае внедрения.

Актуальной задачей современного учета электроэнергии является планирование и выполнение работ по созданию (модернизации) систем учета электроэнергии, в том числе выполнения программ перспективного развития систем учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе на розничном рынке электроэнергии.

Основными потребителями электросетевых являются как индивидуальные, частные предприниматели (юридические лица), производства, промышленность так и бытовое население (физические лица). В настоящий момент времени остро встала проблема организации точного и своевременного учета электроэнергии, из-за участившихся случаев предоставления неверных показаний с приборов учета, вовсе не предоставления показаний приборов учета, а также фактов кражи электроэнергии.

Решением этой проблемы может стать внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии (АСКУЭ) для потребителей электроэнергии.

АСКУЭ предназначена для автоматизированного учета (измерение, обработка, сбор, хранение, фиксация и документирование) данных о потреблении электрической энергии потребителями.

Целью данной магистерской диссертации является внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) для бытовых потребителей, проживающих в частном секторе.

Задачами данной магистерской диссертации являются:

- 1) Анализ и обзор действующей системы сбора показаний приборов учета и системы учета электроэнергии бытовых потребителей;
- 2) Выбор компонентов системы и модулей для создания системы АСКУЭ бытовых потребителей;
- 3) Техническое обоснование и рассмотрение политики сетевой организации при внедрении системы АСКУЭ.

1 Анализ и обзор действующей системы сбора показаний приборов учета и системы учета электроэнергии бытовых потребителей

1.1 Недостатки действующей системы сбора и обработки 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 электросетевых компаний резко обострят проблему попадания контроллеров к местам установки ИПУ, не говоря уже об увеличении численности штата сотрудников электросетевой 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;

- из-за ликвидации в Российской Федерации перекрестного субсидирования и неизбежным отказом от системы самообслуживания перед российскими энергетиками встанут проблемы минимизации собственных затрат на снятие показаний приборов учета и выписку счетов за электроэнергию, 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 электросетевые 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 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 электросетевой компании, которая определяет его «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 предоставляют и списывают не верно и не своевременно, счета за электроэнергию потребителям выставляются со значительным искажением.

Конечно при такой системе учета узнать реальные потери в распределительных электросетях и эффективность 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

Преимущество автоматизированных систем, с помощью которых возможен учет электроэнергии известны, так как такие системы уже на протяжении длительного времени применяются как в других государствах, так и в Российской Федерации на всевозможных промышленных предприятиях и производствах. Кроме функций учета, они управляют и контролируют электропотреблением данных 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. Преимущественно они исполняются в виде многоканальных электросетевых модемов (ЭСМ) с блоком контроля прибора учета и интерфейсным модулем;

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

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

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

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

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

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

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;

создание отчетов и сводной таблицы энергопотребления за любой период времени.

Для защиты системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрены шифрование информации и многоступенчатый

доступ к текущим данным и параметрам, который представлен на рисунке 1.

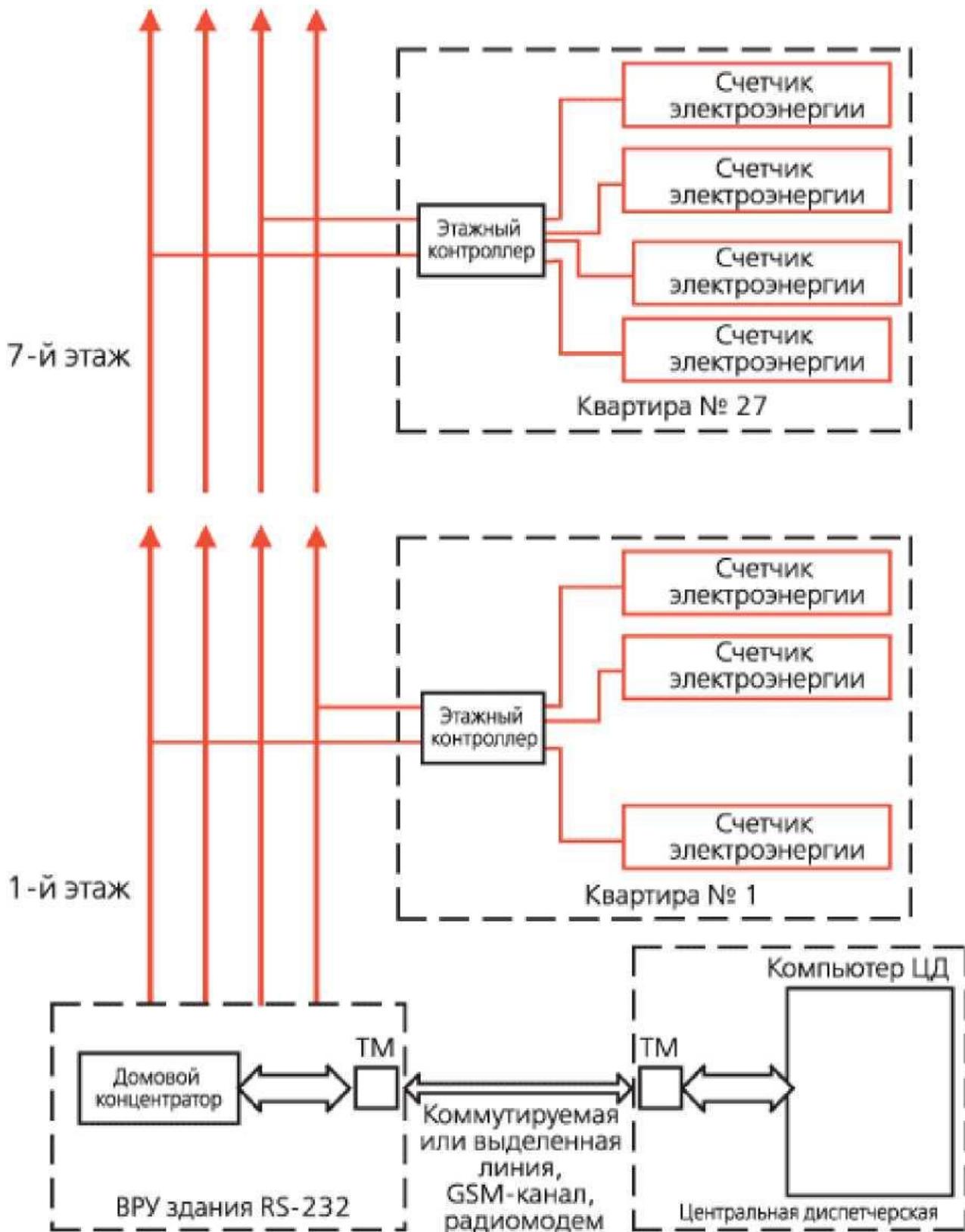


Рисунок 1 - Общая функциональная схема автоматизированного дистанционного снятия показаний приборов учета электроэнергии

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

- организация дистанционного считывания показаний индивидуальных и коллективных (общедомовых) приборов учета через специальное программное обеспечение;

- 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 system» (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 использование PLC-связей не удивительно в государствах 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 крупных примеров систематизированного решения задач и проблем организации учета и поставки электроэнергии у потребителей в северной части Европы является система компании Enel. Данная компания в 2001 г. запланировала массовую замену 30 миллионов устаревающих электросчетчиков.

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

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 электросетевой компании в целом.

1.3 Требования электросетевой организации к автоматизированной системе учета электроэнергии

Все приборы учета электрической энергии, средства измерения, входящие в ИИК должны входить в перечень средств измерений, внесенных в

информационный федеральный фонд по ведению единства измерений и допущенных к применению в Российской Федерации, соответствовать требованиям, устанавливаемым настоящим стандартом. Иметь действительные свидетельства о прохождении поверки, установленные пломбы лицами, с наличием аккредитации на право поверки средств измерений. Кроме того конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

В случае установки смежным субъектом розничного рынка (по его инициативе и за его счет) средств учета в электроустановках сетевой организации, данные средства учета передаются субъектом сетевой организации с возмещением экономически обоснованных расходов, понесенных данным лицом на проектирование, приобретение, установку и сдачу в эксплуатацию средств измерений. Дальнейшее обслуживание и эксплуатация осуществляется сетевой организацией или уполномоченным им лицом.

В случае замены или демонтажа приборов учета уграждан- потребителей необходимо организовать удаленный сбор и передача показаний с приборов учета сетевой организацией, с использованием последующих решений и вариантов:

Новое строительство – организация и создание учета на границе раздела балансовой принадлежности с установкой кабелей ввода и ВРУ, с возможностью создания защиты от неконтролируемого доступа к приборам учета, и неизолированным токопроводам, шинам электроустановки, расположенным до приборов учета.

При обновлении действующих систем учета - вынос приборов учета за границу жилых объектов, домов на зону балансовой принадлежности. С использованием выносных узлов учета электроэнергии, а также узлов учета электроэнергии, оснащенных выносным экраном для отображения показаний потребления.

В случае замены узлов учета электроэнергии внутри жилых объектов -

использование компонента системы учета электроэнергии с возможностью доступа к счетчикам со стороны сетевой организации или уполномоченным лицом, а также возможность удаленного снятия показаний приборов учета электрической энергии и организации управления нагрузкой потребителей.

Установка приборов учета электроэнергии и электропроводка к ним должна быть проведена в соответствии с требованиями ПУЭ (7-е издание).

Запрещается использование промежуточных трансформаторов тока для подключения средства измерения (СИ) коммерческого учета.

Эксплуатационная документация на компоненты ИИК должна быть выполнена на русском языке.

Вторичные цепи тока и напряжения, предназначенные для учёта электрической энергии, должны иметь встречную маркировку.

В случае превышения требований к приборам учета для граждан-потребителей, установленных нормативными правовыми актами, организация не вправе требовать от граждан-потребителей оплату устанавливаемых приборов учета в размере, превышающем стоимость приборов учета, минимально удовлетворяющих таким установленным нормативными правовыми актами требованиям к приборам учета в точках присоединения энергопринимающих устройств граждан-потребителей к электрической сети. Взимание платы за устанавливаемые приборы учета свыше указанного размера допускается только при условии согласия гражданина-потребителя.

Конструкция вторичных цепей должна иметь возможность выполнить нанесение пломб на клеммы вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения, пломбирование аппаратов коммутации в цепях первичного и вторичного напряжения ТН в режиме включения с невозможностью отключения (включая автоматическое) без разрушения пломб и знаков визуального контроля. Подключение приборов учета трансформаторного включения должно производиться через особенные зажимы клемм с обеспечением безопасного закорачивания цепей тока и напряжения с безопасным отключением цепей напряжения и тока в случае замены и

обслуживании приборов учета. Испытательные колодки должны обеспечивать возможность их опломбирования для исключения доступа к вторичным измерительным цепям.

Установка и монтаж приборов учета электроэнергии и электропроводка к ним необходимо производить в соответствии с требованиями Правилами устройства электроустановок (7-е издание).

Измерительные цепи для подключения приборов учета необходимо подключать к отдельной обмотке трансформатора тока.

Запрещается использование промежуточных трансформаторов тока для подключения средства измерения (СИ) коммерческого учета.

Эксплуатационная документация на компоненты ИИК необходимо выполнять на русском языке.

В схеме информационно-измерительного комплекса средств измерений электрической энергии должна предусматриваться возможность замены прибора учета и подключения эталонного счетчика, прибора без остановки процесса транспорта электроэнергии по сетям, для которых установлен данный информационно-измерительный комплекс.

Вторичные цепи напряжения и тока, определенные для учёта электрической энергии, обязаны иметь встречную маркировку.

При подключении приборов учета, применение скруток и паяк во вторичных цепях не допускается.

Допустимые и необходимые характеристики и классы точности средств измерений должны соответствовать следующим требованиям, указанным в Таблице № 1

В таблице приведены минимально допустимые требования к классам точности модулей ИИК, в целях увеличения точности снимаемых измерений разрешается использование компонентов ИИК с классом точности выше приведенных в данной таблице значений, для обеспечения соблюдения заданной чувствительности ИИКИ при работе трансформаторов тока в зоне минимальных нагрузок (по условиям использования электродинамической и

термической стойкости применяется трансформатор тока с повышенным коэффициентом трансформации).

Таблица 1 - Классы точности и характеристики средств измерений

Объект измерений	Классы точности, не ниже, для:			
	Прибор учета		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
	Активная электроэнергия	Реактивная электроэнергия		
Объекты сетевых организаций				
ЛЭП 220 кВ и выше	0,2 S	0,5 (1,0)	0,2 S	0,2
Вводы и ЛЭП 35 - 110 кВ	0,5 S	1,0	0,5S	0,5
	0,2 S*		0,2S*	0,2*
ЛЭП и вводы 6, 10 кВ с присоединяемой мощностью 6 МВт и выше	0,5 S	1,0	0,5 S	0,5
Отходящие линии и ввода 0,4 кВ	0,5	К О	0,5	
Оборудование потребителей электроэнергии				
Потребители с мощностью 100 МВт и выше	0,2 S*	0,5	0,2S	0,2*
		(1,0)	*	
Потребители с мощностью >650 кВт (до 90 МВт)	0,5 S	1,0	0,5 S*	0,5
Потребители с мощностью <650 кВт при подключении:				
- к сетям 110 кВ и выше	0,5 S	1,0	0,5 S*	0,5
- к сетям 6,10, 35 кВ	0,5 S*	1,0	0,5 S*	0,5
- к сетям 0,480 или 0,220 кВ	1,0 *	2,0	0,5	-
* - при новом строительстве или модернизации.				

Допускается возможность применения модулей ИИКИ, метрологические характеристики которых имеют норму, для значений первичного тока от 1% номинального значения (буквенный идентификатор «S»).

1.3.1 Требования к трансформаторам тока и их вторичным цепям

Трансформаторы тока измерительные следует применять в сетях всех классов напряжения выше и включая 6 кВ, также в сетях 0,48 кВ в случаях превышения измеряемого тока 80А, а присоединяемая мощность равна или более 45 кВт.

В случае строительства новых и реконструкции действующих объектов необходимо применять схемотехнику измерения с тремя ТТ.

Измерительные цепи для подключения приборов учета необходимо подключать к отдельной обмотке трансформатора тока (класс точности определяется таблицей 1).

Применение схем со встроенными трансформаторами тока, выполнение конструкции которых не дает возможности выполнения периодических метрологических проверок, разрешается только до проведения реконструкции электроустановок. В случае строительства новых и реконструкции действующих объектов допускается использовать для целей коммерческого учёта электрической электроэнергии встроенные трансформаторы тока, с конструктивным исполнением, обеспечивающим возможность проводить периодические метрологические проверки.

По условию механической прочности должны применяться медные проводники сечением не менее 2,5 кв. мм. Применение алюминиевых проводников при новом строительстве и реконструкции запрещается. Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных ТТ не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов, указанных в паспорте ТТ.

Применяемые измерительные ТТ по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические

условия».

К измерительным ТТ могут подключаться прибор учета с меньшим номинальным током, чем вторичный номинальный ток трансформатора тока измерительного, при соблюдении следующих условий:

- допустимый ток максимальный в приборе учета не должен превышать величины максимального значения вторичного тока в узле учета, продолжительность действия макс. Тока во вторичных цепях - допустимую продолжительность действия для данного исполнения узла учета;

- при минимальных режимах ток во вторичной обмотке ТТ должен обеспечивать класс точности вторичных обмоток ТТ в соответствии с требованиями ГОСТ 7746-2001.

При недогрузке во вторичных цепях ТТ должны устанавливаться догрузочные резисторы.

Значения допустимых классов точности трансформаторов тока для каждого типа присоединений представлены в Таблице 1.

При новом строительстве или реконструкции подключение ко вторичной обмотке измерительного ТТ, к которой присоединена последовательная цепь прибора коммерческого учета, каких-либо других измерительных приборов, а также средств релейной защиты и автоматики, запрещается. Для существующих систем учета, при отсутствии вторичных обмоток для присоединения приборов учета, допускается совместное подключение приборов учета с измерительными приборами при соблюдении требований по нагрузке на вторичные обмотки трансформатора тока и защите вторичных цепей от несанкционированного доступа.

Применяемые с 01.01.2015г. электромагнитные трансформаторы тока должны иметь слабое остаточное насыщение магнитной индукции, для чего их магнитопроводы должны быть изготовлены из аморфных магнитомягких или нанокристаллических сплавов. При наличии соответствующего технико-экономического обоснования следует применять трансформаторы на базе поляризационной оптики (оптические трансформаторы), при этом необходимо

стремиться к совмещению в едином блоке измерений тока и напряжения (оптические единицы).

При присоединении приборов учета электроэнергии допускается возможность установки дополнительных трансформаторов тока на ЛЭП 110 кВ и выше при отсутствии у трансформатора тока вторичных обмоток для присоединения приборов учета электроэнергии, для обеспечения работы прибора учета электроэнергии в требуемом классе точности, исходя из нагрузки на обмотки вторичных цепей трансформатора тока.

Зажимы для клемм должны как правило обеспечивать безопасное закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей прибора учета электроэнергии и цепей напряжения в каждой фазе прибора учета электроэнергии при его замене или проверке. Должна присутствовать возможность включения эталонного прибора учета электроэнергии без отключения проводов, шин и кабелей. Конструктивное исполнение клеммных зажимов измерительных цепей должна предусматривать их защиту от неконтролируемого доступа третьих лиц, в том числе с использованием измерительных клеммных коробок.

При новом строительстве для целей учета электроэнергии следует предусматривать применение отдельных трансформаторов тока с классами точности в соответствии с Таблицей № 1. Использование встроенных трансформаторов тока допускается на напряжении выше 10 кВ и первичных токах свыше 300 А.

В целях избежания увеличения индуктивного сопротивления шин, кабелей коммутацию вторичных цепей трансформаторов тока необходимо выполнять без колец и скруток, чтобы сложение токов этих цепей в каждом кабеле или шине в любых режимах работы была равна нулю.

Не менее 7 лет должен составлять межповерочный период трансформаторов тока (ТТ).

В целях применения современных решений целесообразна приоритезация применяемых трансформаторов тока в соответствии со следующими

принципами:

- установка оптических единиц (при наличии технико-экономического обоснования), обеспечивающих возможность получения цифровых измерений при минимальном объеме занимаемой площади на подстанциях;
- установка электромагнитных трансформаторов в виде отдельного аппарата;
- установка встроенных в силовые выключатели электромагнитных трансформаторов тока (при отсутствии свободного места на территории подстанции).

1.3.2 Требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

Для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) либо установленные в каждой из трех фаз однофазные трансформаторы напряжения. Схемы со встроенными трансформаторами напряжения допускается применять только до проведения реконструкции электроустановок. При строительстве новых и в случае проведения реконструкции действующих, существующих объектов не разрешается использовать для целей коммерческого учёта электрической электроэнергии встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются ТН, встроенные в комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, далее - КРУЭ. При применении КРУЭ встроенные ТН с созданием возможности для проведения метрологической поверки периодической.

Применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

При новом строительстве должны применяться антирезонансные трансформаторы, имеющие измерительные обмотки, стойкие к явлению

резонанса.

Значения допустимых классов точности трансформаторов напряжения для каждого типа присоединений представлены в технической документации

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,26% от номинального напряжения вторичной обмотки для трансформаторов напряжения (ТН) с классом точности 0,2 и 0,5 и не выше 0,5% для трансформаторов напряжения (ТН) с классом точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв.мм для меди

Конструктивное исполнение зажимов для клемм трансформаторов напряжения должна иметь возможность обеспечивать их защиту от незаконного доступа.

Измерительные ТН всех класс напряжения должны защищаться со стороны высокого напряжения необходимыми предохранителями или возможно применение коммутационных аппаратов с защитой. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного прибора учета должна предоставлять возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые исключительно для учета с использованием предохранителей, должны иметь возможность контроля за целостностью предохранителей.

В случае установки на узле учета двух и более систем шин и подключении каждого измерительного трансформатора напряжения к соответствующей отдельной системе шин необходимо предусмотреть устройство для возможности переключения цепей приборов учета каждого присоединения, подключенных на измерительный ТН соответствующей системе шин.

При недогрузке во вторичных цепях ТН должны устанавливаться догрузочные резисторы.

Шесть лет и более должен составлять межповерочный интервал

трансформаторов напряжения.

1.3.3 Общие требования к приборам учета электроэнергии

К установке для целей коммерческого учета допускаются многофункциональные «интеллектуальные» средства измерений, срок государственной поверки которых не истек. Технические данные приборов и их метрологические характеристики должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52320-2005 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для счетчиков реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии»), IEC62056-21.

С 1 января 2014 года в соответствии с приказами Росстандарта от 22 ноября 2012 года №1035-ст, №1036-ст, №1037, №1038-ст, №1039-ст вводятся в действие межгосударственные стандарты (ГОСТ) на общие и частные требования к приборам учета электроэнергии. Действие стандартов распространяется только на вновь разрабатываемые приборы учета или на модернизируемые в том числе после 1 января 2014 года.

Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Перечень вводимых в действие и отменяемых стандартов приведен в Таблице №2.

Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Таблица № 2 - Перечень вводимых в действие и отменяемых стандартов.

№ п/п	Стандарты вводимые в действие	Стандарты отменяемые	Объект стандартизации
1	ГОСТ 31818.11-2012	ГОСТ Р 52320-2005	Общие технические требования к счетчикам электрической энергии.
2	ГОСТ 31819.21-2012	ГОСТ Р 52322-2005	Частные технические требования к статическим счетчикам кл.1 и 2.
3	ГОСТ 31819.22-2012	ГОСТ Р 52323-2005	Частные технические требования к статическим счетчикам кл. 0,2S и 0,5S.
4	ГОСТ 31819.23-2012	ГОСТ Р 52425-2005	Частные технические требования к статическим счетчикам реактивной энергии.

Информация, выводимая на дисплее прибора учета электрической энергии, должна выводиться на экран на отечественном языке и содержать в себе текущее показание узла учета, текущий тариф в данный момент времени, сигнализацию работоспособного состояния счетчика, индикацию случаев вмешательства в работу и аварийных событий. Отображение единиц измерения допускается производить в международной системе единиц СИ. Должна быть предусмотрена подсветка индикации.

Прибор учета электрической энергии должен нормально функционировать не позднее чем через 6 секунд в случае приложения номинального значения напряжения к клеммам прибора учета. Должна быть предусмотрена защита данных учета и параметров приборов, узлов учета электрической энергии от проникновения неуполномоченных лиц (электронная пломба корпуса и клеммной крышки прибора учета электрической энергии, пароль, аппаратная блокировка, голограмма). В приборе учета электрической энергии необходимо предусмотреть контроль правильности включения измерительных цепей. Предохранение от несанкционированного доступа должна быть выполнена на техническом (аппаратном) и программном уровне.

С 01.01.2014г. так же должна быть предусмотрена защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии. Воздействие магнитного поля нужно фиксировать в "журнале событий":

- дату и время начала события;
- дату и время окончания события.

Индикатор функционирования должен быть видим с лицевой стороны прибора учета.

Прибор учета электрической энергии должен иметь:

- встроенный календарь;
- оптический порт, с протоколом обмена соответствующим МЭК 61107, или радиointерфейс для настройки, параметрирования и локального обмена данными;

- для обеспечения возможности беспроводной передачи всего количества учетных, измеренных и сервисных данных, один из следующих интерфейсов связи: GPRS, CAN, PLC, RF,

- RS-232 или Ethernet. Данный интерфейс не должен совпадать с интерфейсом по п.2);

- трехфазные приборы учета полукосвенного или косвенного включения (за исключением граждан-потребителей) должны иметь дополнительный физический и/ или логический интерфейс, обеспечивающий их включение в сеть сбора и передачи информации АСДТУ;

- многотарифные зоны и многотарифное меню должно иметь возможность программирования;

- встроенные часы (точность хода встроенных часов должна соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 61038-2001 в диапазоне температур от минус 40 до +60°C и иметь возможность автоматической коррекции).

- температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими характеристиками в интервале от -40 до +60°C;

- межповерочный интервал для однофазных и трёхфазных приборов

учета должен продолжаться не менее 8 лет;

- средняя наработка приборов учета на отказ должна составлять 100000 часов и более;
- срок эксплуатации встроенной в прибор учета электрической энергии батареи не менее 10 лет;
- срок эксплуатации не менее 20 лет.

Скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи.

Приборы, узлы учета электроэнергии должны иметь возможность обеспечить измерение, фиксирование потребляемой электроэнергии возрастающим итогом, иметь возможность вычисления средней потребляемой мощности за заданные часовые и минутные промежутки времени.

Каждый установленный или смонтированный расчетный прибор учета должен иметь пломбы на винтах, шурупах, скрепляющих составные части корпуса прибора учета, пломбу с клеймом государственной поверки, а на зажимной крышке контактной группы соединений - пломбирование сетевой организации.

Для выполнения и сохранения измерений в точках либо узлах учета в работы распределительной сети с реверсивным режимом необходимо применение приборов учета, которые производят измерения показаний в двух направлениях передачи электрической энергии (далее по тексту - реверсивные приборы учета электрической энергии).

1.3.4 Требования к системе учета электроэнергии с удаленным сбором данных

Система учета электрической энергии с удаленным сбором и передачей показаний приборов учета должна обеспечивать:

- выполнение в точках присоединения и поставки электроэнергии измерений почасовых, поминутных приращений полной, активной и

реактивной электроэнергии характеризующих объемы передачи и отпуска электрической энергии;

- удаленный сбор с заданным периодом данных измерений и их хранение в базе данных четыре года с периодическим резервным копированием на внешние носители информации;
- удаленный сбор показаний измерений со всех подконтролируемых ИИК электрической энергии на единый либо заданный момент времени, в том числе по команде диспетчера или оператора;
- возможность контроля полноты и размеров объема собранной информации, измерений со всех узлов, контролируемых ИИК;
- диагностику и отслеживание работоспособности и функционирования технических и программных средств измерений;
- настройка и конфигурация параметров, режимов выполнения измерений и других действий, даже в случае работы в удаленном режиме;
- обеспечение ведения единого системного времени, отслеживание правильности текущего времени с пределом погрешности не более ± 5 секунд за 24 часа;
- возможность автоматической отправки результатов измерений соседним субъектам розничного рынка электроэнергии, также субъектам оперативно-диспетчерского технологического управления (при подписании необходимых условий в соотношениях и договорах между обществами);
- обеспечение измерений показателей качества электрической энергии;
- расчет всех показателей для данных энергопотребления, возможность конфигурирования в течение времени работы состава и количества учитываемых параметров, а также методик их вычислений.

1.3.5 Требования к ИВКЭ

ИВКЭ (У СИД, шлюз или промконтроллер) должен выполнять следующие функции:

- Промежуточный сбор, передачу и/или хранение данных учета электроэнергии;
 - Предоставление цифровых интерфейсов доступа к приборам учета;
- Передача данных в ИВК по собственной инициативе и инициативе ИВК с использованием постоянно доступных каналов связи;
- Автоматическое переключение между основным и резервным каналами связи.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны быть открытыми, универсальными, гибкими и предоставлять возможность использовать их в комплексе программно-технических средств различных разработчиков. При передаче данных по каналам необходимо обеспечить их защиту от несанкционированного доступа к данным.

Применяемые ИВКЭ должны иметь возможность поддерживать различные интерфейсы связи с приборами, узлами учета.

ИВКЭ должны иметь возможность передачи данных в различные программно-аппаратные комплексы для их дальнейшей обработки и хранения, в том числе одновременной передачи.

Вновь устанавливаемые после 01.01.2015 ИВКЭ должны обеспечивать автоматический поиск приборов учета и включение в схему опроса, а при организации уровня ИВКЭ на ТП 6(10) кВ также иметь дополнительный физический и/ или логический интерфейс, обеспечивающий их включение в сеть сбора и передачи информации АСДТУ.

Защита ИВКЭ от несанкционированного доступа должна выполняться как на аппаратном уровне исполнения (опломбировка клеммных контактов, функциональных модулей и т.п.), так и на программном (доступ к данным и возможность изменения параметров настройки ИВКЭ должны обеспечиваться только при вводе пароля).

Локальное параметрирование ИВКЭ должно осуществляться только в случае снятия механической пломбы, установленной на крышке, и вводе

пароля, в этом случае в «Журнале событий» должно автоматически фиксироваться событие с указанием времени и даты.

Удаленное параметрирование ИВКЭ должно осуществляться только по защищенному каналу связи при обязательном вводе пароля, в этом случае в «Журнале событий» должно автоматически создаваться событие с указанием времени и даты.

ИВКЭ должен включать в себя «Журнал событий» с функцией самодиагностики, а также фиксацией результата и внешней индикацией работы.

ИВКЭ должно иметь систему контроля зависания с последующим перезапуском. ИВКЭ должно иметь промышленное исполнение, и быть предназначено для бесперебойного функционирования в помещениях повышенной опасности, с наличием возможности установки в узких пространствах, таких как панели, шкафы, ящики, отсеки, а также обеспечивать удобство снятия данных с ИВКЭ и проведения любого рода технического обслуживания.

ИВКЭ должно обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени обслуживаемых приборов учета электрической энергии.

Напряжение питания ИВКЭ от сети переменного или постоянного тока с напряжением 220В, с возможным отклонением напряжения в пределах $\pm 15\%$. Электропотребление ИВКЭ, со всеми подключенными электронными модулями, не должно превышать значения 80 Вт. Охлаждение ИВКЭ должно осуществляться по принципу естественной конвекции воздуха. ИВКЭ должен обеспечивать возможность работоспособности в различном диапазоне температур окружающей среды, в соответствии с условиями эксплуатации конкретной модели.

ИВКЭ конструктивно должно быть выполнено в едином корпусе. Конструкция ИВКЭ должна позволять размещать комплекс на стандартных панелях, так и в специальных шкафах или ящиках.

ИВКЭ должно обеспечивать безопасную работу, как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием.

1.3.6 Требования к функциям ИВК

Информационно-вычислительный комплекс сбора и обработки данных должен обеспечивать:

- Информационный обмен со смежными субъектами розничного рынка электроэнергии на основе открытого международного стандарта МЭК 61968-9;
- Коррекцию хода часов элементов системы (сервера БД, микропроцессорных приборов учета и других устройств) посредством запроса времени из источников с достоверным временем (сетевое время, GPS, ГЛОНАСС);
- Формирование балансов электроэнергии на подстанциях;
- Накопление учётных значений физических величин в базе данных центра сбора, хранения, обработки данных (ЦСОД) на срок не менее 4 лет с возможностью последующего не ограниченного по сроку хранения в долговременном архиве;
- Возможность группового управления приборами учета для составления балансов, консолидации и агрегирования информации, составления отчетов и других аналитических целей при отсутствии ограничений на количество включаемых в группу каналов прямых измерений и возможностью инкапсуляции групп без ограничений на уровень вложенности;
- По запросу диспетчера отображение на экране дисплея АРМ информации по точке измерения (группе точек) для визуального контроля параметров измеренных величин;
- Передачу информации удалённым абонентам с использованием стандартной каналобразующей аппаратуры по публичным сетям, таким как Интернет;

- Автоматическое ведение протокола значимых событий, регистрируемых приборами учета/УСПД по фактам их возникновения;
- Контроль полноты и достоверности информации, собранной со всех контролируемых ИИК;
- Групповое конфигурирование/параметрирование (управление) приборов учета и ИВКЭ различных производителей с группировкой по любому атрибуту объекта;
- Формирование всевозможных отчетов: за сутки, неделю, квартал, месяц, случайно выбранный период времени, по одному или группе нескольких различных каналов. Отчеты должны представлять результаты в виде таблицы либо графической формы и позволять произвести анализ, сравнение либо обработку данных с использованием выбранных измерительных каналов с последующим выводом на принтер;
- Обеспечение защиты от несанкционированного доступа к ИВК на аппаратном и программном уровнях;
- Диагностирование работоспособности оборудования и линий связи;
- По запросу возможность предоставления контрольного доступа к данным и результатам измерений;
- Систему безопасности программного обеспечения, построенную на основе учетных записей пользователей и ролей, определяющих перечень действий, которые пользователь может выполнять в системе, причем администратор системы должен иметь возможность, при необходимости, создать/изменить/удалить роль, расширить и сузить список ролей пользователя;
- Возможность использования для авторизации в системе учетных записей доменных пользователей, зарегистрированных в Active Directory;
- Возможность ограничения доступа пользователей к узлам иерархии объектов учета;
- Возможность контекстного поиска ИИК по номеру прибора учета, наименованию абонента, центру питания и другим характеристикам;

- Возможность ведения реестров точек учета, характеристик абонентов (ФИО, адрес, номер договора присоединения, номер лицевого счета), хранение истории договоров, замены приборов учета и измерительных трансформаторов, ведение реестров документов (акты проверки ПУ, информации о поверке ПУ, договора присоединения абонентов и т.д.);
- Возможность хранения типовых графиков нагрузки (потребления), замещения недостающих данных по потреблению электроэнергии;
- Автоматическое формирование и отправка средствами электронной почты результатов измерений в разработанных макетах в смежные системы.
- Получение часовых значений активной и реактивной мощности по запросу;
- Формирование отчетов, содержащих информацию о суммарных (за сутки, за месяц) значениях потреблённой активной и реактивной энергии по тарифным зонам с фиксацией даты и времени считывания показаний приборов учета;
- Формирование массива информации по регистрируемым приборами учета параметрам электрической сети;
- Получение данных об изменении фазировки: дата и время сбоя;
- Построение векторных диаграмм присоединений приборов учета;
- Получение даты/времени инициализаций прибора учета, дагы/времени последнего сброса, число сбросов;
- Получение сигнала несанкционированного вмешательства;
- Получение системных параметров прибора учета.
- Возможность расширения нормативно-справочной информации за счет создания новых атрибутов объектов и справочников, используя встроенные средства, без привлечения разработчика, причем число атрибутов и справочников не должно ограничиваться на программном уровне, пользователь должен иметь возможность определения связей между справочниками;
- Возможность создания иерархий объектов учета, при выполнении следующих условий:

- иерархии создаются пользователями, имеющими соответствующие права, с применением исключительно встроенных в основной интерфейс средств программного обеспечения, без привлечения разработчиков;
- количество иерархий не ограничено;
- количество уровней каждой иерархии определяется пользователем;
- иерархии можно создавать на основе атрибутов объектов и справочников, в том числе, созданных пользователем.
- Следующие функции создания отчетов и оповещения:
 - ручное и автоматическое (по расписанию) создание и рассылка отчетов, по электронной почте;
 - рассылка по электронной почте/SMS уведомлений при наступлении определенных событий (отсутствие в системе данных по потреблению электроэнергии, выход параметров потребления за заданные пределы, наступление событий, связанных с аварийными и внештатными ситуациями, зарегистрированными прибором учета);
 - встроенные в основной интерфейс механизмы визуального и звукового оповещения пользователей.
- Возможность экспорта данных в форматы MS Excel, Adobe Acrobat, XML, HTML, CSV;
- Возможность работы с большинством из известных типов СУБД, как минимум, с Microsoft SQL Server и ORACLE, у поставщика программного обеспечения должен быть подтвержденный опыт реализации проектов с использованием указанных типов СУБД;
- Резервирование базы данных либо на программном уровне, либо встроенными средствами используемой СУБД с возможностью обеспечения, при дальнейшем развитии системы, автоматического переключения между серверами (в «горячем» режиме).

1.3.7 Требования к режимам удаленного сбора данных учета электроэнергии

Удаленный сбор и передачу показаний приборов учета по одной и более точек поставки необходимо производить согласно утвержденному расписанию опроса, в частности по точкам времени и регламентируемым событиям, а также по отдельным разовым запросам к прибору учета и УСПД с указанием конкретного типа запрашиваемых данных.

Должна обеспечиваться возможность общего доступа (ко всем средствам измерения) и индивидуального (к выделенному средству измерения).

При отсутствии каналов связи допускается использование для сбора данных устройств локального сбора (пульт, портативный компьютер и др.) с последующей загрузкой собранных данных в БД ИВК верхнего уровня.

На уровне ИВК должна быть обеспечена возможность автоматической дистанционной передачи данных учета всем заинтересованным сторонам, участвующим в коммерческом и (или) технологическом обороте электроэнергии по субъектам (объектам) учета. При формировании баз данных учета должна быть обеспечена возможность использования замещающей информации согласно заданному регламенту опроса.

1.3.8 Требования к каналам связи

При использовании удаленного сбора данных учета транспорт должен осуществляться по каналам передачи и связи, которые обеспечивают сбор, передачу и обмен данными с использованием стандартизированных интерфейсов, протоколам обмена с типом «запрос-ответ» в режимах - автоматическом и в автоматизированном.

Каналы связи, используемые для транспорта информации, должны обеспечивать бесперебойное устойчивое соединение между модулями систем учета электроэнергии.

Используемые протоколы и техническая реализация каналов передачи данных и связи должны обеспечивать транспорт данных расчетного учета с

нижнего уровня ИВКЭ на верхний с максимальной временной задержкой, которая не должна превышать 40% от интервала сбора данных автоматизированном режиме.

Необходимость резервного канала связи и выбор одного из каналов в качестве основного должен производиться на этапе разработки проекта удаленного сбора данных учета электроэнергии, основываясь на циклах опроса и объеме транспортируемых данных. При этом необходимо предусматривать резервирование каналов связи между ИВК и ИИК, если источник синхронизации времени находится на уровне ИВК.

Детальные требования к средствам связи и каналам связи должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты организации удаленного сбора данных учета.

1.3.9 Требования к режимам удаленного сбора данных учета электроэнергии

Удаленный сбор и передачу показаний приборов учета по одной или нескольким точкам поставки необходимо производить согласно запрограммированному маршруту опроса, а также по отдельным разовым запросам к прибору учета и УСПД с указанием конкретного типа запрашиваемых данных.

Должна обеспечиваться возможность общего доступа (ко всем средствам измерения) и индивидуального (к выделенному средству измерения).

При отсутствии каналов связи допускается использование для сбора данных устройств локального сбора (пульт, портативный компьютер и др.) с последующей загрузкой собранных данных в БД ИВК верхнего уровня.

На уровне ИВК должна быть обеспечена возможность автоматической дистанционной передачи данных учета всем заинтересованным сторонам, участвующим в коммерческом и (или) технологическом обороте электроэнергии по субъектам (объектам) учета. При формировании баз данных учета должна быть обеспечена возможность использования замещающей

информации согласно заданному регламенту опроса.

1.3.10 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение системы учета электроэнергии должно быть полноценным, обеспечивать выполнение всех заданных функций, иметь в арсенале все средства и возможности для организации различных необходимых программных решений для обработки, хранения данных. ПО должно представлять собой совокупность программных средств, обеспечивающих совместно с техническими средствами выполнение всех необходимых функций.

ПО должно иметь модульную структуру: каждая функция должна быть реализована посредством различного количества либо одного модуля, причем изменения, которые вносятся в один из различных модулей, не должны ограничивать выполнение их функций другими модулями.

В программном комплексе верхнего уровня должны быть обеспечены интеграция функций расчетного и технического учета, объединение данных ИИК учета.

Верхний уровень программного комплекса должен выполнять функции сбора данных учета, накопления, хранения, обработки, отображения, документирования и распространения этих данных, синхронизации часов компонентов системы учета.

Длительность хранения данных ИВК должна составлять не менее 3,5 лет.

Программное обеспечение должно иметь пользовательский интерфейс, сервисные и вспомогательные функции на русском языке.

Диагностические сообщения, сообщения о случаях несанкционированного вмешательства, а также информационные сообщения, выдаваемые в процессе работы программ, должны быть унифицированы.

Прикладное программное обеспечение верхнего уровня системы в общем случае должно обеспечивать решение следующего комплекса задач:

- коммерческие задачи - обеспечение расчетов за отпущенную / потребленную энергию между субъектами рынка (в перспективе) энергии за

расчетный период;

- задачи оперативного контроля энергии и мощности по точкам и объектам учёта;
- балансные задачи - по каждому объекту и субъекту учета обеспечить расчет балансовых потерь;
- задачи общих потерь - по объектам и субъектам учета определение балансных фактических потерь электроэнергии, мощности;
- задачи расчета технических потерь - обеспечение расчетов и фактических потерь электроэнергии в ЛЭП и силовых трансформаторах;
- задачи ограничения и регулирования - обеспечение ограничения потребления энергии и мощности и регулирования нагрузки потребителей-регуляторов;
- задачи технического контроля - обеспечение контроля технического состояния компонентов системы учета электроэнергии;
- прогнозные задачи - задачи краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного прогнозирования выработки/потребления энергии по каждому субъекту учета.

Должна обеспечиваться возможность решения коммерческих задач с периодичностью, соответствующей величине расчетного периода, установленного нормативным правовым актом или договором, а также действующей тарифной системой с учётом дифференцированных тарифов по зонам суток.

Лицензионные соглашения об использовании программного обеспечения должны носить бессрочный характер.

1.3.11 Требования к используемым интерфейсам и протоколам обмена данными

Устройства сбора и передачи данных должны иметь потенциал для сборки информации с приборов, узлов учета, для передачи на уровень вышестоящий, а также создания сети с различными устройствами по

цифровому интерфейсу RS-485, RS-232 и др., а также возможность выхода в локальную сеть Ethernet и программируемый IP-адрес.

Для соединения устройств с цифровыми интерфейсами должны использоваться кабели предназначенные для промышленных сетей, построенных в соответствии со стандартом IARS- 485, RS-422. Запрещается применять кабели с неэкранированной витой парой. Кабели должны прокладываться с использованием разветвителей интерфейса. При прокладке кабельной линии вне помещения, она должна быть защищена устройством грозозащиты с двух сторон. Совместная прокладка кабелей цифровых интерфейсов и силовых кабелей не допускается. Приборы учета и ИВК должны иметь возможность работать по открытым стандартным протоколам обмена данными по различным цифровым интерфейсам, в соответствии со стандартами IEC 65452 (DLMS/COSEM).

Протоколы одинакового типа прибора учета, но различных версий или (и) года выпуска, должны быть совместимы, т.е. более поздняя версия протокола (и программы, его поддерживающей) должна быть работоспособна с приборами учета более ранних выпусков.

Форматы и протоколы передачи данных всех подсистем АПИС КУЭ и систем учета электроэнергии должны быть открытыми, универсальными и позволять использовать их в составе программно-технических комплексов различных разработчиков.

ИВК верхнего уровня АИИС КУЭ и систем учета должен передавать данные учета смежным субъектам розничного рынка в унифицированном протоколе информационного обмена. Транспортный уровень информационного обмена организовать на основе использования SOAP WEB - сервисов.

Информационный обмен ИВК с подчиненными/смежными АИИС КУЭ и системами учета розничного рынка должен быть организован на основе протокола, соответствующего стандарту IEC 61968-9.

1.4 Порядок контроля за осуществлением коммерческого учета электроэнергии

Первичное принятие средств измерений и схем их включения к расчетам, периодическое или внеплановое, в том числе по заявке потребителей, техническое обслуживание должно сопровождаться инструментальной проверкой со стороны распределительной сетевой компании. Любое инструментальное вмешательство в работу расчетного средства измерений влечет за собой снятие и замену ранее установленных индикаторных пломб, которое в обязательном порядке активируется персоналом сетевой компании.

При наличии неисполненных предписывающих указаний потребителю о необходимости приведения учета электроэнергии к требованиям нормативно-технических актов, или при обнаружении признаков такой необходимости во время приемки, а также при выявлении угрозы возникновения или признаков безучетного электропотребления, средства измерений к расчетам не допускаются. Об этом делается соответствующая отметка в акте инструментальной проверки.

Персонал филиалов Общества осуществляет контроль состояния расчетных приборов учета, находящихся на балансе сетевой организации, а также на балансе потребителей. При этом осуществляется контроль наличия пломб государственной поверки средств измерений, а также пломбировка индикаторными пломбами цепей учета и средств измерения. Ответственность за своевременную метрологическую поверку приборов учета электрической энергии возлагается на собственников приборов учета электрической энергии. Представители энергосбытовых компаний должны быть приглашены для участия в совместных проверках технического состояния и метрологических характеристик расчетных средств измерений электрической энергии.

На каждом приборе учета электроэнергии должна быть выполнена надпись, указывающая наименование присоединения, на котором производится учет электроэнергии. Допускается выполнять надпись на панели рядом с прибором учета, если при этом возможно однозначно определить

принадлежность надписей к каждому прибору учета электроэнергии.

1.5 Условия и требования по эксплуатации

Условия эксплуатации оборудования комплексов учета должны соответствовать требованиям, указанным в эксплуатационной документации на технические средства. Гарантийный срок нормальной эксплуатации приборов учета электрической энергии, оборудования связи и сбора - передач данных входящих в систему учета должен составлять не менее 60 месяцев. Срок эксплуатации приборов учета электроэнергии должен составлять не менее 24 лет.

Состав, структура и режим работы персонала должен определяться в зависимости от состава технических и программных средств, а также решаемых задач.

Персонал должен обеспечивать правильность функционирования всех технических средств и выполнять все работы по обслуживанию и оперативному восстановлению работоспособности оборудования.

Оперативное обслуживание и восстановление работоспособности оборудования ИИК и автоматизированного сбора информации должно производиться путем замены модулей из составных компонентов ЗИП.

В ходе проектирования, монтажа и ввода в эксплуатацию комплексов технических средств учета должно быть предусмотрено обучение и переаттестация работающего обслуживающего персонала.

Все технические средства должны отвечать нормам по помехоустойчивости, установленным МЭК 61000-4-3:1995 для обеспечения правильного выполнения своих функций в окружающей электромагнитной обстановке.

2 Выбор компонентной базы для создания системы АСКУЭ

2.1 Информационно-измерительные системы контроля и учета потребления электроэнергии

Системы информационно-измерительные для контроля и учета потребления электроэнергии используются для измерения и коммерческого учёта, в том числе многотарифного, электроэнергии и мощности, автоматизированного процесса сбора, хранения, передачи, обработки и отображения данных по потреблению электроэнергии.

Область применения информационно-измерительных – электросетевые объекты и комплексы розничного и оптового рынков электрической энергии, предприятия промышленности, мелкомоторный сектор и коммунально-бытовые потребители.

Информационно-измерительные системы контроля и учета энергопотребления способны обеспечивать выполнение последующих функций для преследования целей коммерческого учёта электроэнергии:

- измерение и учет активной и реактивной электроэнергии и мощности, в том числе многотарифный учет;
- сохранение и сбор данных измерений (также сбор параметров качества электроэнергии по ГОСТ Р 54149-2010) и информации о диагностике с приборов учета электроэнергии с цифровым интерфейсом связи;
- вычисление, обработка и хранение на сервере баз данных информационно-измерительной системы (далее по тексту – БД) информационных данных с приборов коммерческого учёта;
- возможность управления потребляемой нагрузкой (посредством передачи команд в УСПД);
- возможность визуального представления данных и генерации отчетов по заданным формам;
- автоматический контроль и изменение системного времени с помощью получения точного времени через каналы связи;

- возможность установки действующего времени в УСПД и СЦИН;
- обеспечение защиты данных, хранящихся в базе данных от неконтролируемого доступа сторонних лиц;

Информационно-измерительные обеспечивают выполняют ряд следующих функциональных возможностей для технического учёта и контроля электроэнергии:

- снятие в определённые моменты времени с СЦИИ и сохранение в базе данных мгновенно снятых значений параметров и отключений электросети (реактивная и активная мощность, гармонические составляющие частота, напряжение, ток);
- снятие в определённые моменты времени с СЦИ и сохранение в базе данных показателей качества электрической энергии;
- снятие с приборов учета с цифровым интерфейсом и сохранение в базе данных значений объема потребленных ресурсов (показания на конец квартала, на конец суток, на конец месяца, текущие показания, сутки);
- снятие с приборов учета с цифровым интерфейсом и сохранение в базе данных снятых значений объема потребленных ресурсов (показания на конец суток, на конец месяца, текущие показания, сутки);
- снятие в определенные моменты времени со специальных приборов учета с цифровым интерфейсом, а также сохранение в базе данных мгновенных значений текущего расхода энергоресурсов;
- управление реле нагрузки, встроенным в СЦИ, а также другими коммутационными аппаратами в следствие подачи команд;
- контроль за положением коммутационной аппаратуры, а также прием сигналов с датчиков и устройств;
- передачу аварийных сообщений о событиях в приборах учета электрической энергии.

Информационно-измерительная система обеспечивает возможность удалённого доступа и управления с применением автоматизированных рабочих мест к базе данных сервера. Доступ осуществляется с использованием

защищённого соединения через локальную компьютерную сеть или сеть Интернет. В этом случае используются механизмы аутентификации подключаемых пользователей, а также ограничения, исходя из установленных прав доступа.

Комплекс программного обеспечения ОАО «РиМ» обеспечивает автоматизированный либо ручной ввод в базу данных сервера информации о поступлении документов об оплате за электрическую энергию по абонентам, а также вычисление суммы долга абонента на основании данных о фактическом потреблении его приемников.

Информационно-измерительные системы внесены в Госреестр средств измерений под № 52247-20.

Информационно-измерительные системы имеют декларацию соответствия обязательным требованиям (система сертификаты по ГОСТ Р) № РОСС RU.AB67.Д0077.

2.2 Структура информационно-измерительной системы

Информационно-измерительные система основана на трёхуровневой структуре систем учёта, которая изображена на рисунке 2.

Начальный, первый уровень – это измерительно-информационный комплекс, который состоит из:

- измерительных (ТТ) трансформаторов тока (класс точности 0,1, 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S);
- измерительных (ТН) трансформаторов напряжения (класс точности 0,1, 0,2, 0,5);
- вторичные измерительные цепи трансформаторов тока и напряжения;
- приборы учета электрической энергии, с возможностью подключения с помощью цифровых интерфейсов RS-485, RS-232, CAN;
- приборы учета электрической энергии, с возможностью подключения с помощью PLC-каналов и радиоканалов.

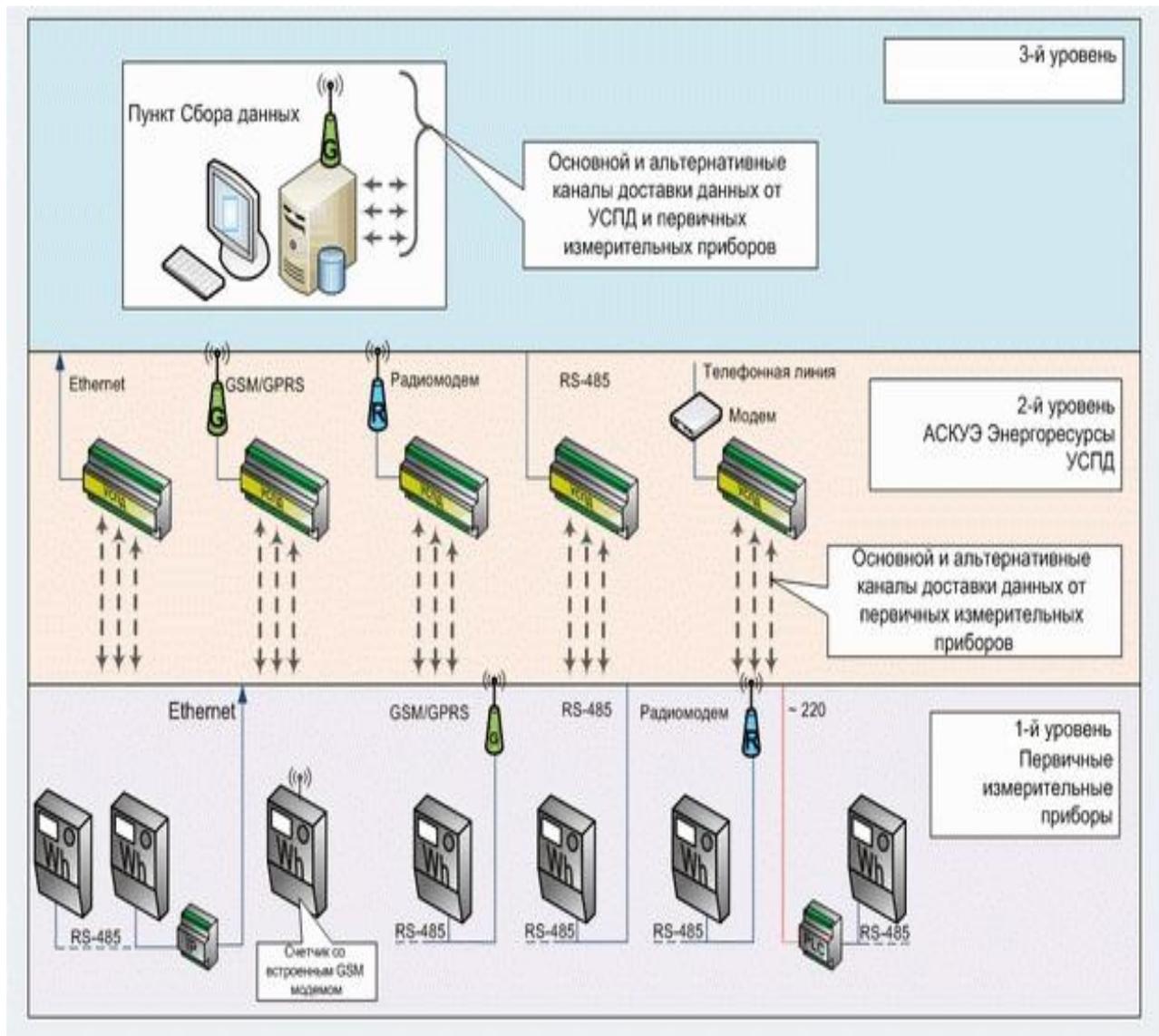


Рисунок 2 – Структурное представление автоматизированной системы АСКУЭ

Второй уровень информационно-измерительной системы – модуль информационно-вычислительный комплект электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ). Второй уровень организует сбор данных по объектам учёта и передачи данных на третий уровень с помощью информационно-вычислительного комплекта электроустановки (ИВКЭ). Второй уровень включает в себя последующие компоненты модули:

- УСПД – устройства передачи и сбора данных;

- преобразователь цифрового интерфейса;
- каналы связи для устройств;
- PLC-модем;
- Радиомодемы различные (диапазон ,2,4 ГГц, 433 МГц);
- GSM/GPRS модемы;
- источники питания вторичные.

Передача данных от приборов учета в сторону УСПД производится по следующим цифровым каналам связи:

- проводной канал через интерфейсы RS-485, RS-232, CAN;
- PLC технология по сети 0,4 кВ;
- радиоканал;

Третий уровень информационно измерительной системы – информационно-вычислительный комплекс.

Информационно-вычислительный комплекс включает в себя:

- установленное программное обеспечение верхнего уровня, сервер с базой данных;
- модемы;
- вспомогательная вычислительная техника.

В качестве программного комплекса верхнего уровня применяется специализированный программно-технический комплекс РМС 2150 (АО «РАДИО и МИКРОЭЛЕКТРОНИКА»).

Транспорт от ИВКЭ в систему ИВК возможно производить с использованием нижеперечисленных каналов связи:

- радиосвязь;
- сетевой протокол Ethernet;
- цифровой локальный интерфейс;
- GSM/GPRS каналы связи;
- спутниковый канал связи;
- проводной выделенный канал.



Рисунок 3 - АСКУЭ на базе программно-технического комплекса РМС 2150

Концепция АСКУЭ на базе программно-технического комплекс РМС 2150 представлена на рисунке 3.

2.3 Основные технические средства используемые для создания системы АСКУЭ на базе РМС 2150-1

В истоки построения системы АСКУЭ заложены основы, с помощью которых возможно организовать следующее:

- Автоматическое либо дистанционное снятие, опрос показаний приборов учета и контроля их состояния;
- Возможность ступенчатого роста точек учета электроэнергии без ограничения количества;
- Учет абсолютно всей потребленной электроэнергии, в том числе независимо от хищения;
- Сохранение параметров учета в БД;
- Наблюдение за сохранением лимитов потребления энергоресурсов;
- Обеспечение единого времени с условием возможности его автоустановки по GPRS;
- Контроль параметров качества электрической энергии;
- Обнаружение всевозможных методов кражи электроэнергии;
- Поддержка многотарифного учета;
- Вывод прогнозируемых ванилин, печать и создание отчетов.

В РМС 2150-01 АО «РАДИО и МИКРОЭЛЕКТРОНИКА» входят следующие средства:

- Однофазные счетчики - РиМ 112.01-1, РиМ 532.02, РиМ 181.0х, РиМ 289.0х, РиМ 129.0х, РиМ 189.0х, РиМ 189.1х с интерфейсами для передачи данных по RF-радиоканалу и PLC-интерфейсу;
- Трёхфазные счетчики РиМ 489.0х-1, РиМ 489.1х, РиМ 489.2х, с передачей данных по радиоканалу-RF и PLC-интерфейсом, GSM;
- Маршрутизаторы каналов связи МКС РиМ 099.02-1, МКС РиМ 099.03-1;

- GSM-модем;
- Сервер с программным обеспечением.

Система АСКУЭ в виде структурной схемы на базе РМС 2150-1 представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Представление структурной схемы на базе РМС 2150-1

Существенные функциональные возможности системы:

- Мониторинг данных о показаниях счетчиков РиМ;
- Работа со снятыми показаниями и построение отчетов;
- Построение любых отчетов на основе полученных данных за любой период времени по тарифам;
- Создание графических отчетов о отпуске электроэнергии;
- Создание отчетов и статистики в целом о работе системы;

- Автоматизированное активирование показаний по расписанию и построение любого возможного отчета по расписанию;

- Фиксирование событий подключения счетчиков, сбоя режима работы счетчика и автоматическое уведомление диспетчера.

Задачи выполняемые высшим уровнем РМС 2150-1 (программно-техническим комплексом):

- Измерение времени;

- Автоматическая синхронизация времени РМС 2150-1 с временем эталонных часов;

- Синхронизация МКС РиМ 099.02-1;

- Автоматический и по запросу сбор результатов измерений электрической энергии с заданным значением;

- Автоматический и по запросу сбор журналов событий и их последующая диагностика;

- Наблюдение за достоверностью результатов измерений;

- Сохранение результатов наблюдений, данных о работе модулей, конфигурационных данных в специальной базе данных, с высокой степенью защиты;

- Вывод на экране и возможность вывода на принтер отчетов содержащих результаты измерений, данных о состоянии модулей и их настройками за выбранный период отчетности;

- Возможность отключения, ограничением предельной мощности нагрузки потребителей;

- Сообщение результатов измерений субъектам розничного, оптового рынка электроэнергии в формате отчетных электронных документов, создание отчетов;

- Диагностика работы устройств и конфигурирование системы и каналов связи РМС 2150-1.

2.3.1 Однофазные счётчики электроэнергии

Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.11, РиМ 189.12, РиМ 189.13, РиМ 189.14, РиМ 189.15, РиМ 189.16, РиМ 189.17, РиМ 189.18 многофункциональные приборы, используемые для измерения, снятия показаний потребления мощности (активной, реактивной, полной), активной, реактивной электрической энергии в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты. Счетчики имеют встроенный тарификатор со встроенными часами реального времени (ЧРВ), УКН (в зависимости от исполнения) и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Технические особенности однофазных счетчиков:

Размещение непосредственно на отводе ЛЭП к абоненту (защита от хищения);

Снятие показаний пультом РиМ 040.03;

Работа как автономно, так и в составе АИИС КУЭ;

Отключение потребителя дистанционно либо автоматически (опционально) при:

- превышении установленного порога мощности;
- превышении максимального тока счетчика более чем на 5%;
- превышении 1,15 номинального (согласованного) напряжения;
- обрыве нулевого провода;
- срабатывании датчика магнитного поля;

Работа в качестве ретранслятора при помощи встроенных интерфейсов RF, PLC;

Высокая устойчивость к механическим, климатическим, а также электромагнитным воздействиям;

Межповерочный интервал 16 лет.

Функциональные возможности прибора учета обеспечивают:

Учет активной, реактивной и полной электроэнергии по запрограммированным шестью тарифам;

Учет реактивной индуктивной и реактивной емкостной энергии;

Отдельный учет потребленной активной электрической энергии при превышении установленного порога мощности (если предусмотрено);

Измерение:

- действующего напряжения, частоты сети;
- среднее значение действующей активной мощности;
- среднеквадратического значения фазного напряжения;
- среднеквадратического значения тока нагрузки;
- среднеквадратического значения тока в нулевом проводе;
- реактивной энергии (импорт/экспорт) и на РДЧ;
- максимальное значение активной мощности на месячном интервале (РДЧ);
- температура внутри корпуса;
- коэффициент мощности $\cos\varphi$.

Ведение месячного журнала.

Состав и содержание журнала:

- активная электрическая энергия в каждом из применяемых на РДЧ тарифов;

- суммарно по тарифам активная электроэнергия на РДЧ;

- активная энергия без тарификации на РДЧ;

- реактивная энергия на РДЧ;

- Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале;

- дата и время фиксации Ррдч;

- продолжительность времени включенного состояния счетчика в секундах на РДЧ.

Ведение журнала за сутки.

Состав и содержание журнала:

- активная электрическая энергия в каждом из применяемых на РДЧ тарифов;

- суммарно по тарифам активная электроэнергия;
- сумма активной энергии без тарификации;
- сумма реактивной энергии;
- точки выхода за пределы $\pm 12\%$ напряжения питающей сети а так же частоты за пределы $\pm 0,4$ Гц;
- количество десятисекундных интервалов выхода частоты за пределы и $\pm 0,2$ Гц;

- продолжительность времени включенного состояния счетчика в секундах

Ведение и пополнение журнала включений и выключений;

Ведение и пополнение журнала корректировок;

Ведение и пополнение журнала параметров качества электрической энергии;

Ведение и пополнение журнала профиля нагрузки.

Состав записей журнала профиля нагрузки:

- активная энергия;
- реактивная обратная и прямая энергия.

Возможность передачи результатов измерений с использованием силовой сети либо радиоканала

Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация (результаты автоматической самодиагностики счетчика с формированием обобщенного сигнала статуса, результаты тестирования памяти, дата и время включения и выключения сети, корректировки (перепрограммирования) служебных параметров, время фиксации максимальной средней активной мощности, значений измеряемых величин на расчетный день и час (РДЧ) и др.). В журнале событий выделены отдельные разделы для фиксации групп событий. Все события привязаны ко времени. Журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ.

2.3.2 Трехфазные счётчики электроэнергии

Счетчик электрической энергии трехфазный статический РИМ 489.01,-02,-08,-09 является многофункциональным прибором. Счетчик предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Технические особенности трехфазных счетчиков:

Размещение непосредственно на отводе ЛЭП к абоненту (защита от хищения);

Снятие показаний пультом РИМ 040.03;

Работа как автономно, так и в составе АИИС КУЭ;

Отключение потребителя дистанционно и по превышению лимита установленной мощности, одновременно по всем трем фазам;

Работа в качестве ретранслятора при помощи встроенных интерфейсов RF, PLC;

Счетчик имеет возможность вести мониторинг качества электрической энергии согласно установившемуся отклонению в момент времени напряжения и частоты по методике ГОСТ13109-97, ГОСТ Р51317.4.30-2008.

Межповерочный интервал 16 лет.

Функциональные возможности прибора учета обеспечивают:

Учет активной электрической энергии по 8 тарифам;

Учет реактивной (индуктивной и емкостной) электроэнергии, пофазно, суммарно;

Возможность следующих измерений:

- пофазно фазного и линейного напряжения в сети;
- частота питающей счетчик сети;
- коэффициент нелинейных изменений графика фазных напряжений;
- коэффициент нелинейных изменений графика линейных напряжений;
- коэффициент нелинейных изменений графика фазных токов;
- напряжение прямой последовательности;

- ток при нулевой последовательности;
- потеря энергии в цепи тока, пофазно или суммарно;
- коэффициент несимметрии напряжения в случае обратной либо нулевой последовательности;
- реактивная мощность цепи, коэффициент ($\text{tg } \varphi$), пофазно или суммарно
- коэффициент несимметричности напряжения в случае обратной и нулевой последовательности;
- показание полной, активной и реактивной мощности, пофазно или суммарно;
- реактивная индуктивная и реактивная емкостная мощность, пофазно или суммарно;
- коэффициент мощности $\cos\varphi$, пофазно или суммарно.
- температура воздуха внутри прибора;

Ведение месячного, недельного суточного журнала. Состав и содержание журнала:

- учет активной электроэнергии по восьми тарифам;
- учет пиковой мощности и фиксацией времени пика;
- учет прямой, а также обратной реактивной энергии.

Ведение и пополнение журнала выключений и включений;

Ведение и пополнение журнала коррекции;

Ведение и пополнение журнала параметров на качество электроэнергии;

Ведение и пополнение журнала профиля нагрузок. Состав записей в журнале: реактивная и активная энергия;

Ведение и пополнение журнала провала и скачков напряжений;

Ведение и пополнение журнала события по $\text{tg } \varphi$;

Возможность передачи результатов измерений с использованием силовой сети либо радиоканала

2.3.3 Маршрутизаторы каналов связи

Маршрутизатор для каналов связи (МКС) РИМ 099.02-01 предназначен и используется для конфигурирования и синхронизации каналов связи между устройствами, согласования протоколов обмена данными для организации обмена данными со счетчиками электроэнергии, промежуточных концентраторов, ретрансляторов, а также различных других компонентов АСКУЭ. Используется и предназначен для работы в комплексном составе как один из компонентов системы на базе РМС2150.

Технические особенности маршрутизатора каналов связи:

Организация соединения связи с модулями по радиоканалу, протоколу PLC, RS-485 и сотовой передачи данных GSM/GPRS;

Организация опроса модулей автоматизированных информационно-измерительных систем (ИИС);

Наличие энергонезависимой памяти для накопления и хранения информации в случае пропадания электропитания;

Сохранение и накопления данных связанных с маршрутами передачи данных, типов каналов и интерфейсов;

Создание, накопление, хранение журнала о статусе работы устройства;

Транспорт данных на высший уровень автоматизированных информационно-измерительных систем по запросу.

МКС обеспечивают опрос устройств АС, накопление и сохранение в энергонезависимой памяти измерительной информации, журналов работы модулей, устройств АС, а также передачу данных по запросу на верхний уровень АС.

Синхронизация ЧРВ МКС осуществляется дистанционно по интерфейсам GSM, RF1.

Возможна синхронизация ЧРВ с использованием интерфейса RS-485 МКС в служебном режиме (режим slave).

МКС поддерживает возможность автоматического перевода ЧРВ на летнее/зимнее время.

Все интерфейсы МКС (кроме GSM/GPRS) имеют специальные протоколы обмена, соответствующие ВНКЛ.411152.029 ИС и ВНКЛ.411711.004 ИС, и обеспечивают обмен данными с устройствами разработки ЗАО «Радио и Микроэлектроника».

Корпус МКС пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование МКС осуществляется навесной пломбой на верхнем винте, скрепляющем основание и крышку корпуса, чем ограничивается доступ к компонентам МКС, обеспечивающим метрологические характеристики и основные функциональные возможности МКС, в том числе обмен по интерфейсам RF1, RF2, RS-485 и каналу GSM/GPRS.

2.3.4 Концентраторы связи

Концентратор предназначен для работы в составе автоматизированной системы контроля потребления электроэнергии для сбора и накопления показаний счетчиков электрической энергии разработки ЗАО «Радио и Микроэлектроника», имеющих передатчик радиоканала, и последующей передачи собранной информации по силовой сети в УСПД РМ2064(М) или в маршрутизатор каналов связи РИМ 099.02-1 (по запросу последних). Также концентратор может ретранслировать команды и данные, передаваемые по силовой сети. Концентратор размещается непосредственно на воздушной линии электропередач. Размещается на опоре воздушной линии электропередач.

Технические особенности:

Прием информации от счетчиков, работающих в режиме "Радиомаяка", по радио. Накопление данных во внутренней энергонезависимой памяти. Передача данных по силовой сети (PLC) в УСПД (МКС);

Наличие радио интерфейса, работающего только в режиме прослушки;

Наличие PLC интерфейса, работающего в режиме прием/передача.

2.3.5 Программное обеспечение сервера РМС 2150-1

Специальный программный комплекс системы АСКУЭ РМС 2150-1 состоит из следующего набора модулей:

Конфигурирования структуры системы сбора данных РМС 2150-1;

Конфигурирование компонентов комплекса;

Сбор данных;

Формирование и создание отчетов;

Управление и контроль базой данных.

Программные компоненты системы РМС 2150-1:

"Конфигуратор плюс" - модуль для создания мест учета электроэнергии в РМС-2150-1 и занесения параметров по электросчетчикам, контроллерам, маршрутизаторам каналов связи;

"Отчеты база" - модуль предназначен вывода для показаний и создания различных отчетов;

"Балансы" - модуль для показа детального суточного, недельного баланса по каждой КТП;

"Точки учета" - модуль для показа подробной информации по каждому присоединению;

"Данные" - модуль для компоновки показаний;

"Мониторинг плюс статистика" - модуль для анализирования данных для нахождения неверного подключения электросчетчиков счетчиков, нарушения в режиме работы, обнаружения и фиксации факта кражи энергоресурсов;

" Конфигурация" - модуль для вноса конфигурации в МКС РиМ 099.02-1;

"Настройка" - модуль для конфигурирования МКС РиМ 099.02-1;

"Обновление РиМ 485-1, 489-1, 889-1, 384-1" - программа для настройки счетчиков РиМ 485-1, 489-1, 889-1, 384-1;

"Конфигурирование модулей через канал RFPLC" - модуль для получения информации и управления модулями обеспечивающими соединение по кабельной сети, либо радиоканалу;

"Стандарт РМС 2150-1" - модуль для настройки опроса электросчетчиков счетчиков МКС РИМ 099.02-1;

"Управление содержимым" - модуль для управления и занесения в память данных;

"Конфигурирование с Oracle" - модуль для проверки совместимости сервера и настройки OracleX.

2.4 Построение информационно-измерительных систем

2.4.1 Построение измерительной схемы с применением PLC-каналов и радиоканалов

При проектировании ИИС, как правило, необходимо произвести нижеперечисленный комплекс работ:

- предпроектное обследование и рассмотрение исходных данных;
- разработка планировки расположения оборудования;
- создание спецификации на используемое оборудования;
- изготовление и компоновка шкафов с УСПД и модемами;
- поставка оборудования на объект;
- монтаж систем и оборудования;
- пусконаладочные работы;
- опытная эксплуатация.

При компоновке исходных данных и задания необходимо:

- составление схемы электроснабжения;
- составление план расположения узлов учёта, КТП;
- разработать перечень потребителей с нанесением фактического расположения и адресов их пунктов учёта.

На рисунке 5 приведена схема ИИС (структурная).

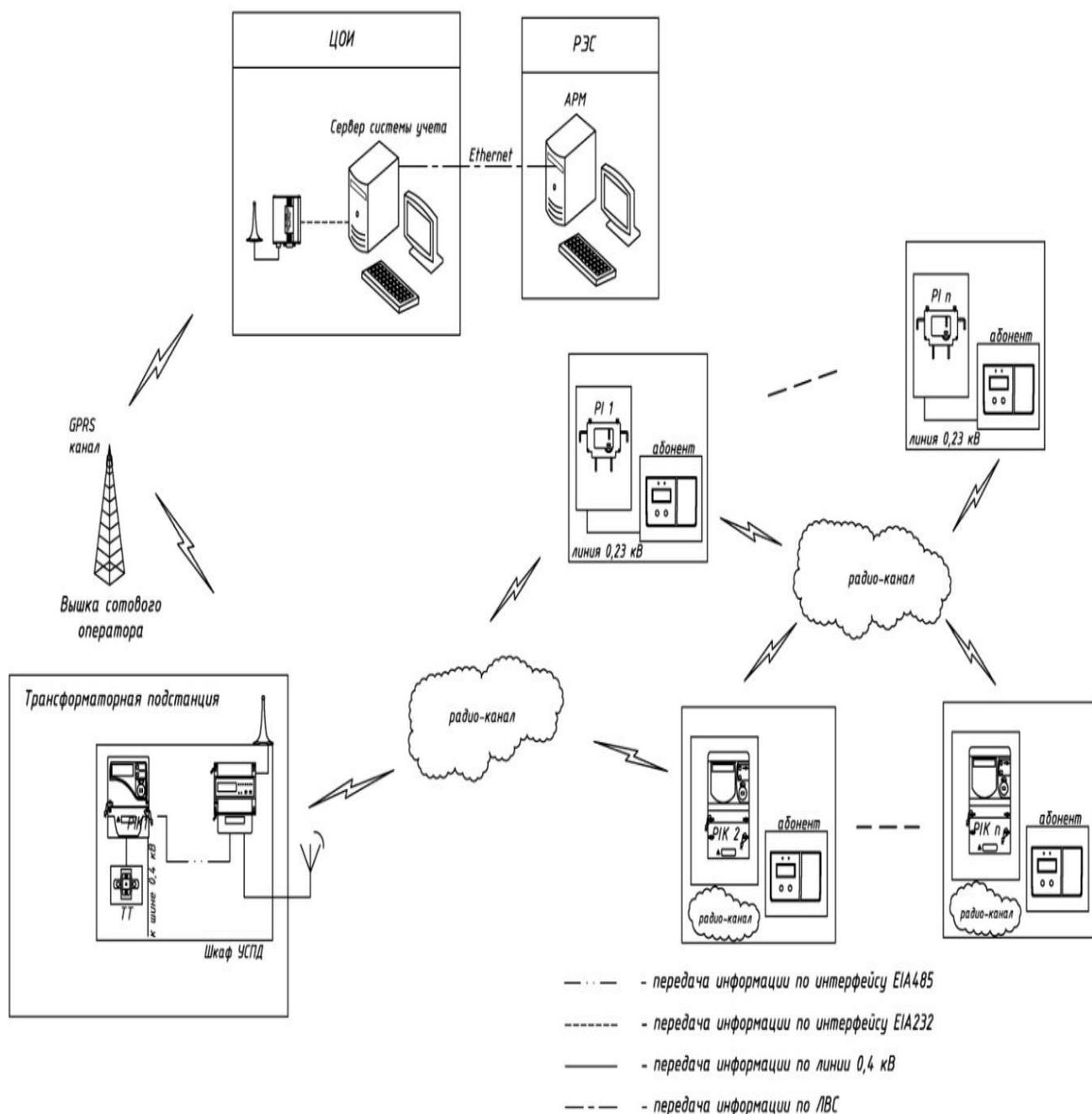


Рисунок 5 – Схема ИИС (структурная)

Предпроектное исследование необходимый этап при использовании PLC-каналов и радиоканалов для связи с электросчетчиками.

При предпроектном исследовании должны быть поставлены и решены следующие задачи:

- определены возможности применения рассчитываемых типов каналов;
- выполнена оценка качества приема и связи на удалённых узлах учёта;
- определены места и необходимость монтажа дополнительных ретранслирующих устройств и усилителей сигнала;
- сформирован перечень дополнительного оборудования.

Рекомендации по организации и проведении предпроектного исследования по выполнению монтажных и пусконаладочных работ представлены в документации к компонентам системы.

2.5 Конфигурирование ИИС РМС 2150-1

Для настройки ИИС используется программа «Конфигуратор ИИС» (далее Программа), которая позволяет решать последующие задачи:

- визуальное представление структуры файлов конфигурирования, нахождение которых возможно на сетевых или локальных дисках для хранения, либо непосредственно в УСПД, подключенных к последовательному интерфейсу или к сети Ethernet;
- контроль формальной логики и ее конфигурации, а также наличие конфликтов с автоматическим исправлением в случае однозначных отказов;
- возможность внесения изменений в отдельные параметры или групп параметров, с контролем прав доступа;
- конструирование формул и методик преобразования для всех типов каналов на основе интегрированного перечня типовых алгоритмов с полуавтоматическим или автоматическим приведением единиц измерений;
- конструирование и отладка встраиваемых в УСПД алгоритмов управления оборудованием;
- экспорт конфигурации УСПД в БД для последующего использования в ПТК;
- документирование конфигурации УСПД.

Для выполнения перечисленных задач программный комплекс оснащен пользовательским интерфейсом, расширенным главным меню, мастерами настройки каналов.

Для начала программирования конфигурации необходимо запустить Программу и, выбрав в главном меню Файл, осуществить выбор одной из команд: Новый, Открыть с диска, Открыть из УСПД.

Выбор команды Новый позволяет начать программирование новой конфигурации, в том числе с использованием шаблона конфигурации. Выбор команд Открыть с диска и Открыть из

СПД открывает конфигурацию, размещенную на диске в определенном файле или в УСПД соответственно. Процедура программирования конфигурации включает несколько этапов:

- программирование удаленных модулей УСО;
- программирование каналов;
- программирование архивов;
- программирование интерфейса;
- проверка конфигурации, ее сохранение и запись в УСПД.

Проверка конфигурации УСПД может выполняться Программой в различные моменты времени в зависимости от установок, заданных пользователем (команда Проверка конфигурации пункта основного меню Параметры).

Возможные варианты проверок:

- Проверить сейчас - немедленно запускает процедуру проверки;
- Отключить автопроверку - в этом режиме проверка конфигурации выполняется только при ручном выборе предыдущего пункта меню Проверить сейчас;
- Автопроверка на записи/чтении - проверка конфигурации выполняется после чтения и непосредственно перед записью. Режим может быть рекомендован для компьютеров с невысокой производительностью, если фоновая проверка отбирает недопустимо большой процент ресурсов системы

- Постоянная автопроверка - проверка выполняется после каждого изменения конфигурации. Это рекомендуемый режим работы, поскольку позволяет пользователю убедиться в корректности каждого действия

Рекомендуется установить режим Постоянная автопроверка для компьютеров с достаточным быстродействием.

Процедура проверки включает:

- поиск недопустимых значений параметров в каждой секции конфигурации, в том числе проверку формул каналов на соответствие формальным требованиям;

- поиск внутрисекционных конфликтов (назначение одного ресурса разным блокам устройства и т.п.);

- поиск межсекционных конфликтов (назначение одного ресурса разным секциям и т.п.);

- сравнение установленных и расчетных интервалов времени, в однозначных случаях автоматическая правка.

Процедура проверки не выполняет поиск логических ошибок конфигурации.

Строгость проверки зависит от выбранной в пункте основного меню Параметры\Проверка конфигурации версии программного обеспечения УСПД.

Разные версии поддерживают различные наборы параметров конфигурации и содержат различные ограничения на их значения. Если выбранная в меню версия не совпадет с версией, определенной во время сеанса связи с УСПД, Программа предупредит об этом несоответствии.

Имеется возможность установить автоматический выбор шаблона проверки, который будет производиться не только при связи с УСПД, но и при чтении ECP-файла (меню Параметры >> Проверка конфигурации >> Строгость проверки >> Автоматический выбор).

Результаты последней (будьте внимательны, если отключили постоянную автопроверку!) проверки конфигурации отображаются в виде пиктограмм в

навигаторе и в виде списка текстовых сообщений об обнаруженных ошибках - протокола проверки.

Результаты проверки конфигурации Программой отображаются как в виде пиктограмм в навигаторе, так и в виде списка текстовых сообщений об обнаруженных ошибках - протокола проверки, отображаемого в нижней части основного окна, над строкой состояния.

Чтобы перейти к исправлению ошибки, достаточно щелкнуть левой клавишей мыши сообщение об ошибке - выбранное сообщение будет выделено цветом, а соответствующая секция параметров станет текущей. И, наоборот, при смене текущей секции параметров Программа найдет и покажет в протоколе сообщение об ошибке в текущей группе, если такая ошибка была найдена.

Если ни одной ошибки не было обнаружено, протокол проверки будет содержать сообщение "Конфликты не обнаружены".

Если автопроверка конфигурации отключена, протокол будет содержать сообщение "Проверка не производилась"

Запись конфигурации в УСПД выполняется с помощью команды Записать в УСПД пункта основного меню Файл.

Необходимо учитывать, что изменения, внесенные в конфигурацию, вступают в действие не сразу, а лишь после их записи в УСПД и его перезагрузки.

Например, если Вы в Программе Конфигуратор УСПД прочитали конфигурацию из УСПД на скорости 9600 бод по №1 с неким паролем и изменили эти параметры в секции Интерфейс, то, чтобы записать измененную конфигурацию, следует использовать старые (действующие с момента последней загрузки УСПД) значения в окне параметров передачи.

Если запись пройдет успешно, то Программа предложит Вам дать команду перезагрузки прибора, и только после выполнения которой, новые параметры вступят в силу. Поэтому, в частности, никто не сможет ввести в

действие новый пароль доступа, не зная старого (если он, конечно, вообще был установлен) - запись новой конфигурации не будет выполнена.

Необходимо учитывать, что парольная защита от несанкционированного доступа эффективна только в том случае, если доступ к паролю имеет строго определенный круг лиц. Поэтому не храните свои пароли в общедоступных местах. То же относится и к файлам конфигурации. Если Вы используете парольную защиту и в то же время хотите хранить архивные копии файлов конфигурации, то используйте только защищенные носители (дискеты, хранящиеся в сейфе, шифрованные диски и т.п.)

2.6 Рекомендации по монтажу

2.6.1 Рекомендации по монтажу электросчетчиков на опору

Установка счетчика производится согласно схемам подключения, приведенным в приложении А руководства по эксплуатации, в следующем порядке:

- а) снять напряжение с ВЛ;
- б) отключить провод фазы ввода в дом от опоры;
- в) отключенный фазный провод при необходимости распрямить для продевания через отверстие в счетчике;
- г) ответвительный фазный провод продеть через прибор учета;
- д) на опоре ВЛ закрепить анкерный зажим, используя изолятор ВЛ либо с помощью установки уха на монтажную ленту;
- е) провод ответвления к абоненту закрепить с помощью анкерного зажима на опоре ВЛ;
- ж) закрутить прокалывающий зажим на счетчике с проведенным через него провод ответвления;
- з) вывод фазы на счетчике соединить используя зажим и отрезок провода необходимой длины и сечения с одним из вазных проводов на воздушной линии ;

и) отключить нулевой провод ввода к абоненту с опоры и продеть через отверстие счетчика;

к) нулевой провод на счетчике с помощью зажима подключить к проводу ответвления к абоненту

л) занести номер счетчика и адрес места установки в соответствующую документацию и журналы;

м) включить воздушную линию под напряжение, тем самым подав питание на счетчик;

н) проверить после монтажа функционал прибора учета.

Признаки правильной работы прибора учета:

- светодиоды на приборе учета должны моргать пропорционально проходящей нагрузке через счетчик, при наличии напряжения и протекания тока. Индикатор светодиодный ТМА должен моргать с периодичностью примерно 0,8 с при активной нагрузке 1,5 кВт;

о) проверить работоспособность передачи данных от прибора учета по интерфейсам PLC и RF (см. в приложении Д);

п) установить расписание тарифов, а также действующее значение времени и даты;

Для этого необходимо использовать мобильный терминал с программным комплексом.

При проведении проверки передачи данных по интерфейсу PLC не разрешается монтаж фильтров в разрыв места подключения мобильного терминала и местом включения прибора учета.

р) в паспорте прибора внести данные в раздел «Свидетельство о вводе в эксплуатацию»;

с) записать данные номера ДД, сетевого адреса, установленные режимы учета и работы УКН в паспорт прибора учета, а также в документацию, предусмотренную требованиями обслуживающей организации, проводящей монтаж прибора учета.

На рисунке 6 изображен монтаж однофазного счетчика на опоре 0,4 кВ.

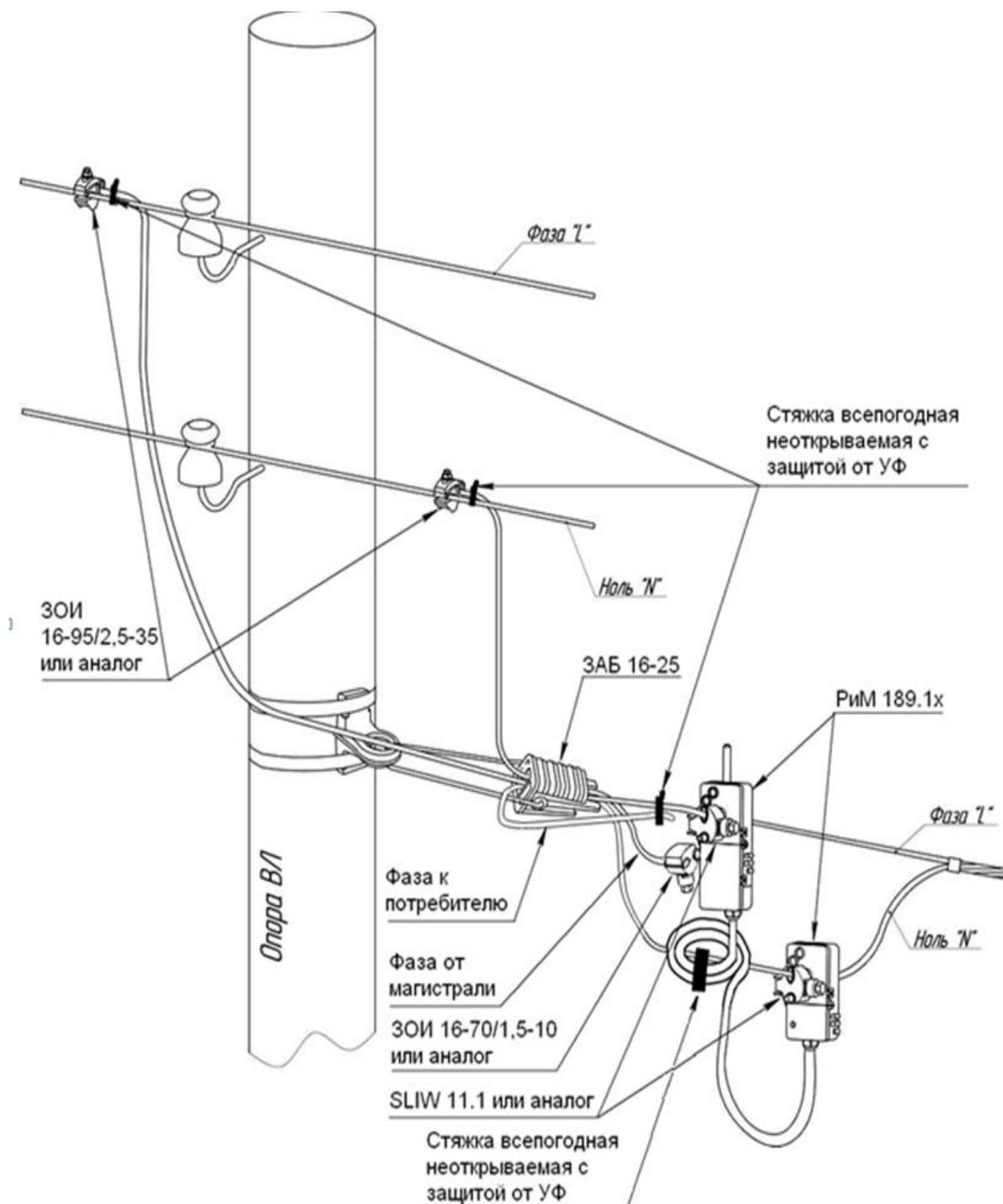


Рисунок 6- Монтаж счетчика РиМ 189.1х

При наличии рабочей документации, проектов по каждому объекту наладку оборудования и монтаж приборов учета целесообразно выполнять одновременно на нескольких объектах, узлах учета.

На рисунке 7 изображен монтаж трехфазного счетчика на опоре 0,4 кВ.

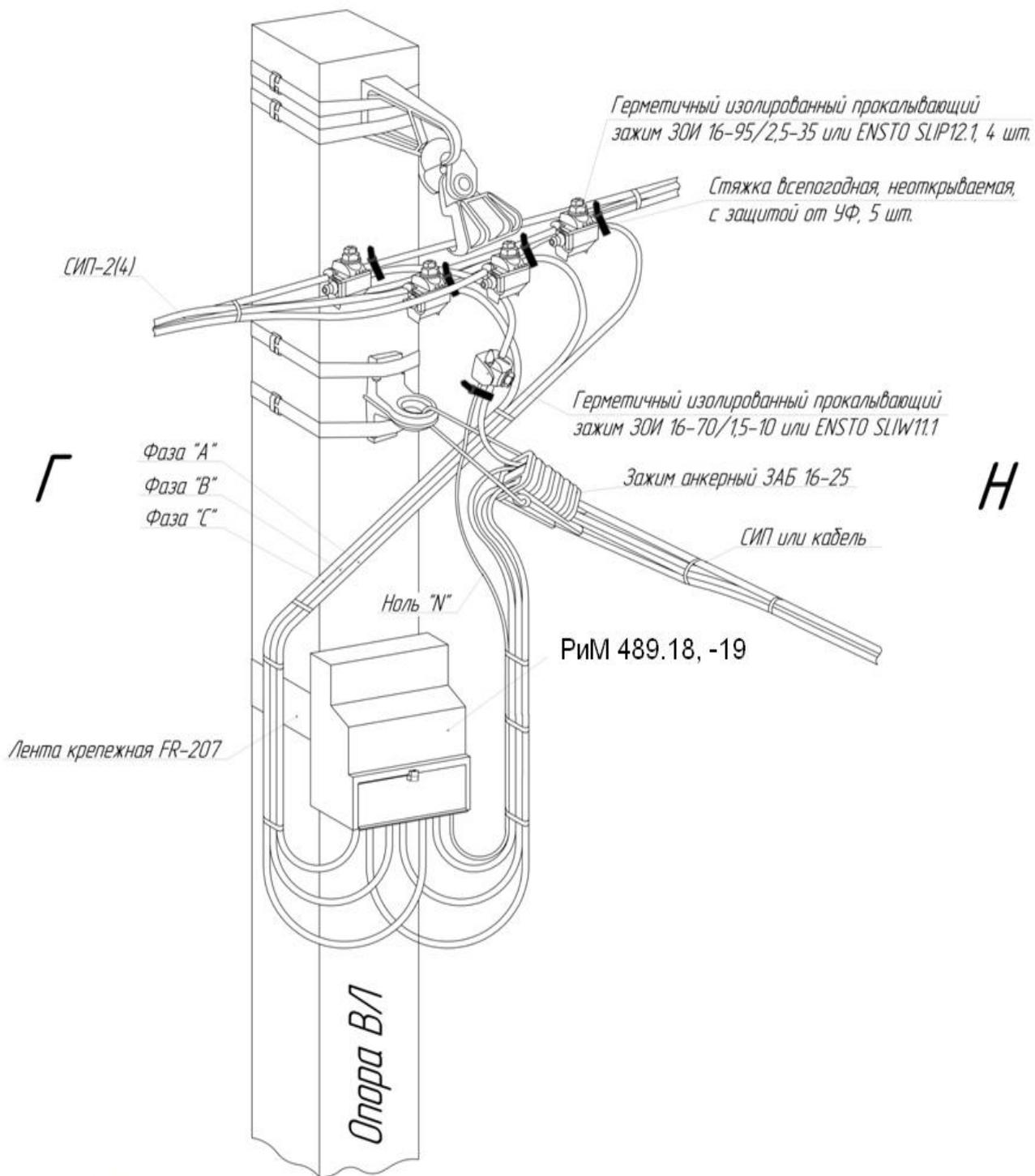


Рисунок 7- Монтаж счетчика РиМ 489.18

После установки и монтажа узла учета работоспособность можно проверить по следующим признакам:

- моргающий режим светодиодов ТМР и ТММ прибора учета с частотой, пропорциональной протекающей активной мощности через прибор учета;
- передача данных со счетчика по интерфейсу RF.

При возникновении сомнений в соответствии номера опрашиваемого счетчика с указанным на корпусе, следует выполнить проверку с помощью МТ. Для этого необходимо:

- подключить конвертор USB - RF РИМ 043.01 к USB порту ПК МТ;
- с помощью программы Crowd_Pk.exe во вкладке «Пульт 040.03» ввести в поле «Номер» заводской номер счетчика, к которому будет обращение;
- сделать запрос в режиме имитации пульта, нажав кнопку «Прочитать», при этом индикатор ТМ счетчика (см. рисунки Б.1, Б.2), в обычном режиме работы мигающий с частотой 1 с, должен перестать мигать на время считывания параметров счетчика (от нескольких секунд до 1 мин), что является показателем соответствия номера счетчика, нанесенному на корпусе;
- передача данных со счетчика по каналу PLC;
- стабильная работа УКН.

2.6.2 Рекомендации по монтажу маршрутизатора каналов связи

Подключение МКС должен проводить квалифицированный электромонтер согласно схеме, приведенной на рисунке 4. Расположение контактов МКС приведено на схеме, имеющейся на клеммной крышке.

Установка МКС проводится в последовательности, приведенной в разделе 3 руководства по эксплуатации. МКС устанавливаются в металлических и иных помещениях без теплоизоляции, на капитальных стенах, на специальной подставке, щите или панели.

Установку МКС следует выполнять при отключенном сетевом напряжении. Запрещается включать МКС без подключенной GSM антенны.

Включение МКС без подсоединенной GSM антенны может привести к выходу из строя сотового модема. Запрещается включать МКС с неподсоединенной клеммой «бесшумного заземления».

Запрещается использовать МКС без устройства монтажного (УМ), или комплекта ОПН с характеристиками: тип исполнения D (класс III) на 0,4 кВ, и автоматического выключателя типа ВА47-29, обеспечивающих защиту МКС от коммутационных и грозовых напряжений. Схему подключения МКС совместно с устройством монтажным см. на рисунке 4.

Для использования GSM/GPRS канала связи необходимо установить SIM-карту местного оператора связи с заказанной услугой передачи данных. Для установки SIM-карты необходимо снять крышку блока PLC (см. рисунок 3), сдвинуть крышку держателя SIM -карты

МКС устанавливаются, как правило, на трансформаторной подстанции (ТП) на стороне 0,4 кВ. МКС является центральным управляющим устройством локальной сети, к которой подключены устройства АС.

Для подключения антенн интерфейса RF2 и GSM следует отключить напряжение сети с клемм МКС внешним коммутационным устройством (например, входящим в монтажное устройство), снять клеммную крышку, подключить разъемы антенн в соответствии с рисунком 3, разместить антенны вблизи радиопрозрачных проёмов помещения. Рабочее положение антенн - вертикальное. Антенны имеют магнитное основание для фиксации на стальных конструкциях.

После установки SIM-карты, подключения антенн и кабеля к интерфейсу RS-485 следует установить на место крышку отсека PLC и клеммную крышку, подать напряжение на МКС и проверить его функционирование в соответствии с руководством по эксплуатации.

Порядок опробования МКС после монтажа:

Подать напряжение сети выключателем монтажного устройства на МКС. Должны загореться светодиоды «Питание», и «Питание RS485», светодиод «Режим МКС» должен мигать с частотой 1 или 3 Гц, светодиод «Статус» должен загореться желтым при самотестировании и затем погаснуть, если нет обмена по радио или силовой сети. ЖКИ должен высветить номер устройства, версию ПО и другие данные, светодиод «Передача по GSM/GPRS» должен

мигнуть несколько раз, что свидетельствует о регистрации модема в сотовой сети.

Занести с помощью мобильного терминала РИМ 099.01 номера и адреса нескольких устройств, которые будут обслуживаться данным МКС по различным интерфейсам. Для занесения устройств следует использовать программу «FirstStep», имеющуюся в составе ПО терминала. Занесение возможно по сотовой сети с использованием сотового модема терминала или по радиоканалу RF1 с использованием конвертора USB-RF терминала. Процедура ввода данных описана в виде подсказок в программе «FirstStep».

Убедиться по миганию светодиода «Статус» в наличии запросов и приемов по радио и силовой сети.

Для установки паузы в МКС, необходимо сделать следующие действия:

- В ПО «Настройка» выбрать вкладку «Настройка РИМ 099.02» (Рис.4);
- Выбрать канал GSM (Рис. 5.);
- В поле «Телефон» ввести номер МКС;
- Установить связь (Рис.5а.);
- Перейти на вкладку «Установки»;
- В окне «RFPLC» записать 255, после чего нажать на кнопку «Установить паузы».

После выполнения работ со счетчиками необходимо вернуть паузу «0».

Схема подключения МКС совместно с устройством монтажным изображена на рисунке 8.

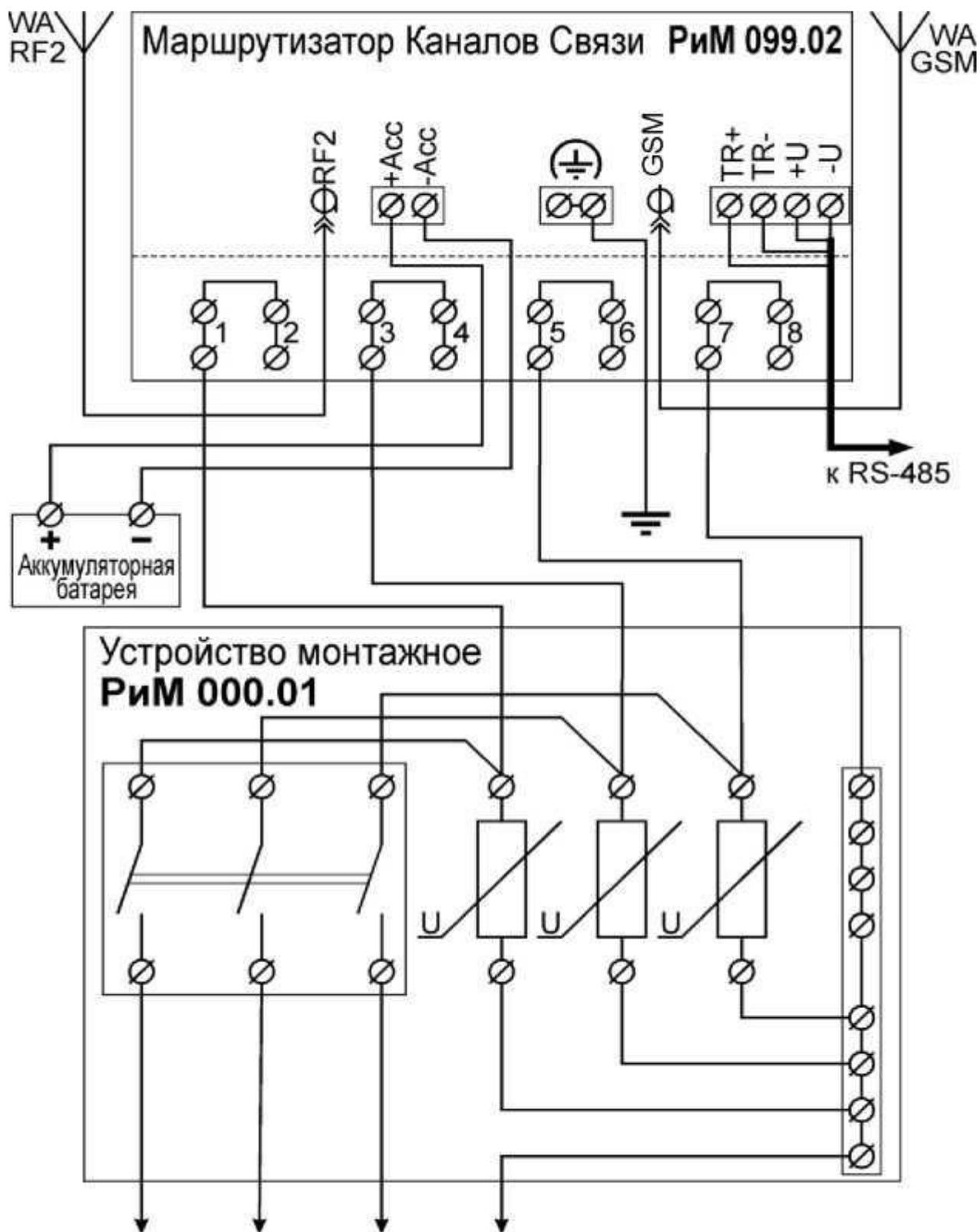


Рисунок 8 - Схема подключения МКС совместно с устройством монтажным РиМ 000.01

2.6.3 Рекомендации по монтажу и запуску системы РМС 2150-1

Система АИСКУЭ в целом имеет несложный процесс монтажа и пуско-наладки, ее эксплуатация протекает гораздо проще и без потерь, если изучать необходимые инструкции перед началом каких-либо работ.

Когда счетчики установлены согласно соответствующих инструкций, собраны все необходимые документы, приведенные в списке ниже, для конфигурирования сети можно приступить непосредственно к первичной настройке самой системы, которая позволит снять актуальные показания счетчиков.

Перед началом конфигурирования сети перед собой необходимо иметь:

1. Поопорные схемы ЛЭП обязательно соответствующие действительности для массивов индивидуальной застройки или однолинейные схемы зданий для многоквартирных домов;
2. Журналы установки приборов учета с привязкой типа и номера прибора учета к адресу абонента (для экономии времени желательно список в электронном виде);
3. Установленные на ТП МКС с SIM-картами местного оператора сотовой связи;
4. Установленную на едином сервере АСКУЭ (далее – сервер) ОС «Windows 2000», «Windows XP», «Windows 7» или более позднюю, СУБД «ORACLE v.10» или более позднюю, программный пакет «РМС2150 в.6.3» или более позднюю версию;

Подключенный к серверу GSM/GPRS модем с оплаченной SIM-картой местного оператора сотовой связи с установленной услугой «передача данных по голосовому каналу».

Процесс передачи данных в системе РМС2150 имеет определенные особенности, связанные с ограниченной зоной распространения сигнала от МКС до приборов учета. Устройства, входящие в систему могут иметь интерфейс обмена по силовой сети (далее – PLC), интерфейс обмена по радиоканалу (далее – RF), или комбинацию этих интерфейсов (далее – RFPLC).

Для увеличения зоны распространения сигнала используется ретрансляция данных.

Ретранслятором может быть назначено любое устройство в RFPLC сети имеющее двунаправленный интерфейс по силовой сети и\или радиоканал. Он предназначен для передачи запросов от МКС (УСПД) до устройства, до которого связь напрямую плохая либо отсутствует. Все ретрансляторы одного уровня объединяются в узел ретрансляции, который может применяться в других маршрутах. Узел ретрансляции может вмещать в себя от 1 до 4 ретрансляторов.

Маршрутом в системе РМС-2150 называется цепочка из списков RFPLC-устройств, по которым передается запрос, до нужного устройства, от МКС. Каждое звено этой цепочки – это один уровень ретрансляции (уровни нумеруются с нуля, начиная с первого устройства от МКС). Соединяются звенья через узлы ретрансляции.

Все RFPLC-устройства, выходящие от производителя, имеют предварительно запрограммированный сетевой адрес: адрес – это первая и вторая (последние) цифры заводского номера, группа – третья и четвертая цифры. Например, устройство с заводским номером 12345 будет иметь группу 23 и адрес 45. Сетевой адрес RFPLC-устройства лежит в диапазоне: группа – 0..255, адрес – 1..255. Нулевой адрес в системе зарезервирован для МКС. Для того чтобы при обмене данными в RFPLC-сети не возникал конфликт (два устройства, имеющие одинаковый сетевой адрес пытаются одновременно ответить), комбинации «группа + адрес» должны быть уникальны для каждой локальной RFPLC-сети. Установить нужные значения адреса и группы можно при создании и редактировании маршрутов в программе "Конфигуратор" системы РМС-2150. Также адрес и группу можно изменить при помощи программы "Конфигурирование точек учёта" Мобильного терминала.

Возможные варианты монтажа компонентов АСКУЭ на трансформаторных подстанциях изображены на рисунках 9, 10, 11 и 12:

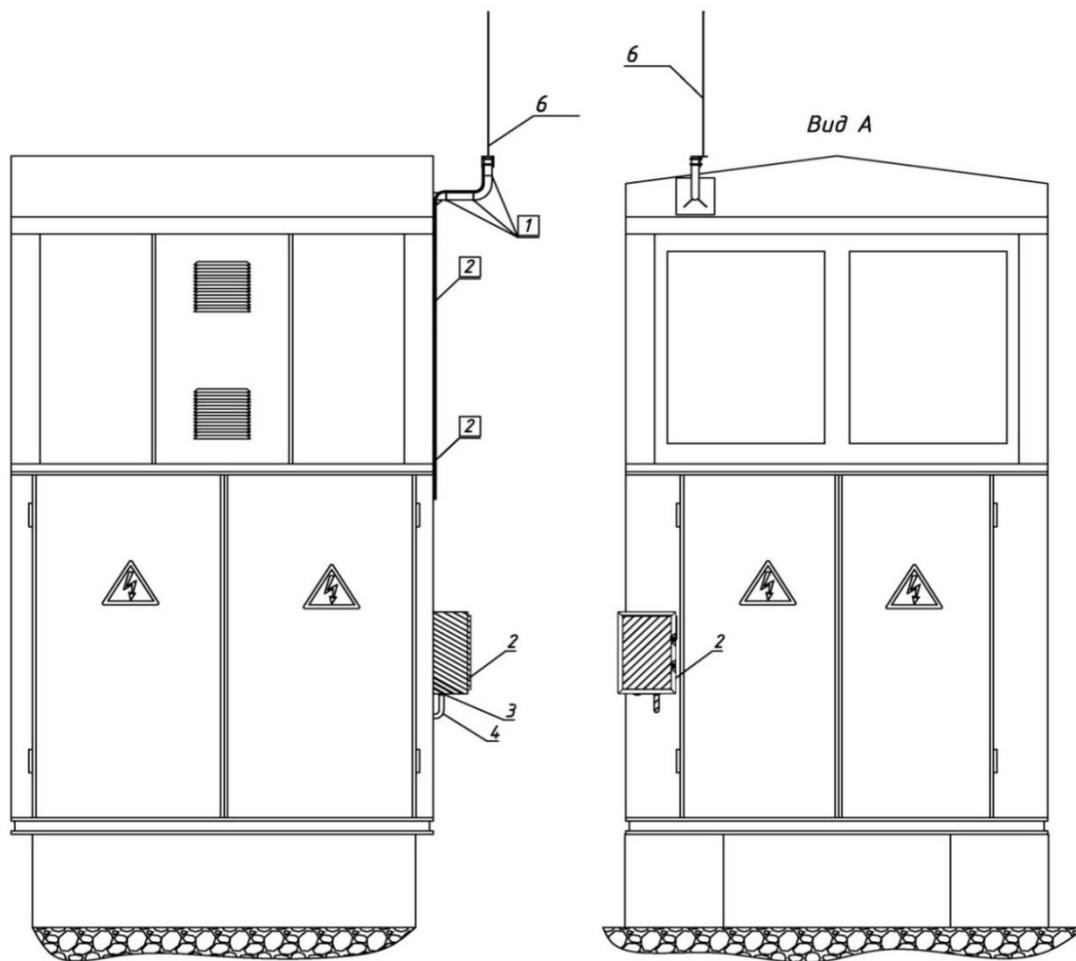


Рисунок 9 – Возможный вариант размещения оборудования на КТП, тип А1

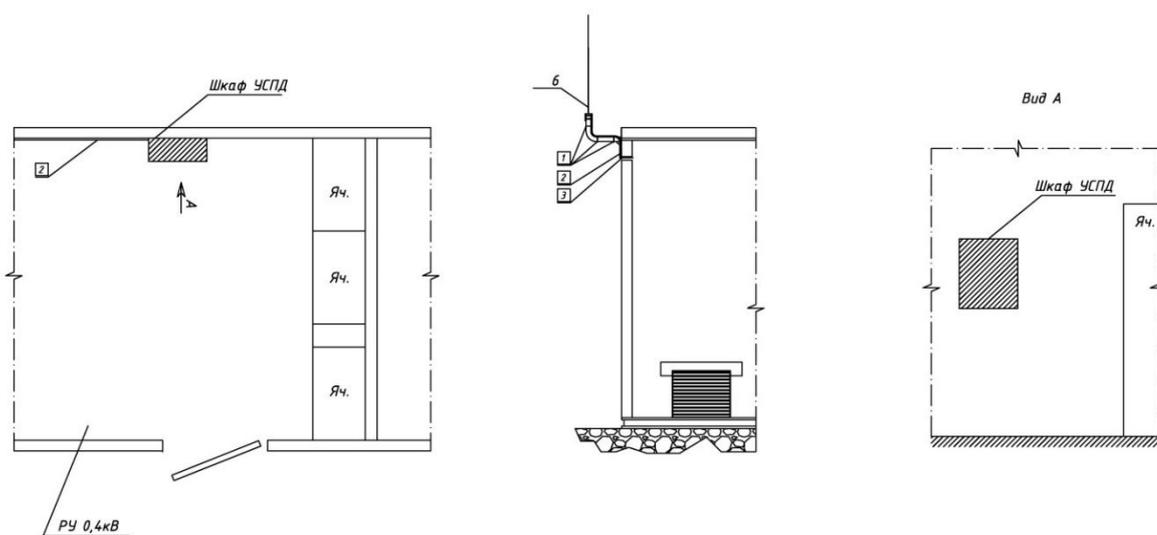


Рисунок 10 – Возможный вариант размещения оборудования на КТП, тип Б1

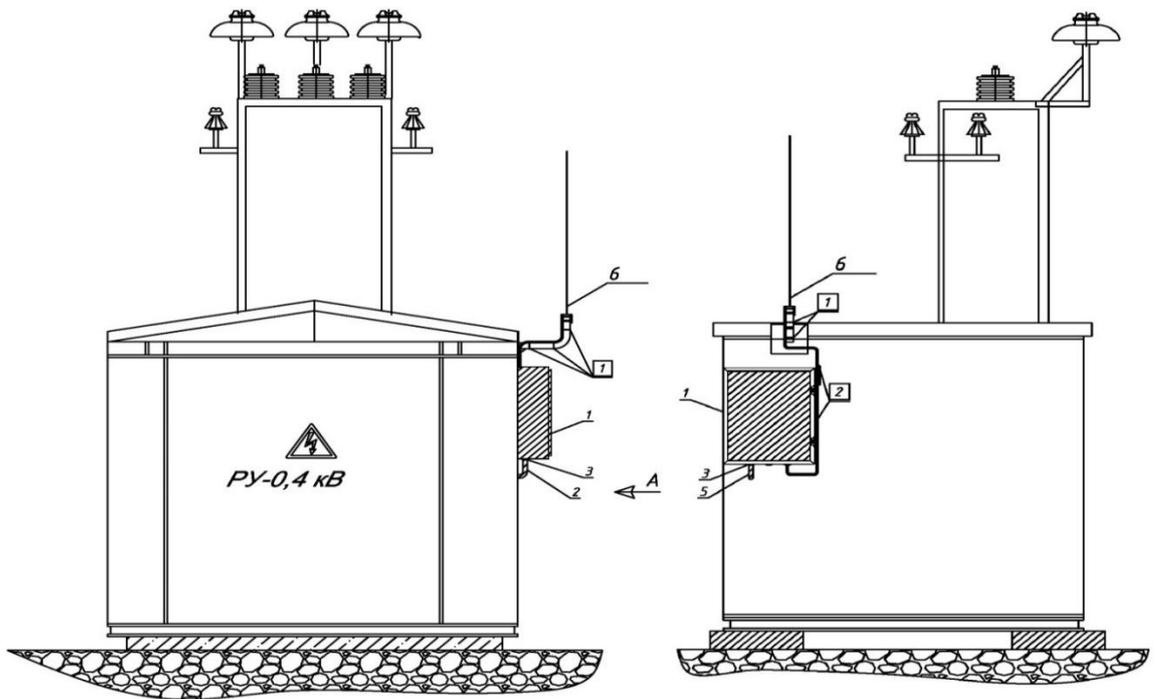


Рисунок 11 – Возможный вариант размещения оборудования на КТП, тип В1

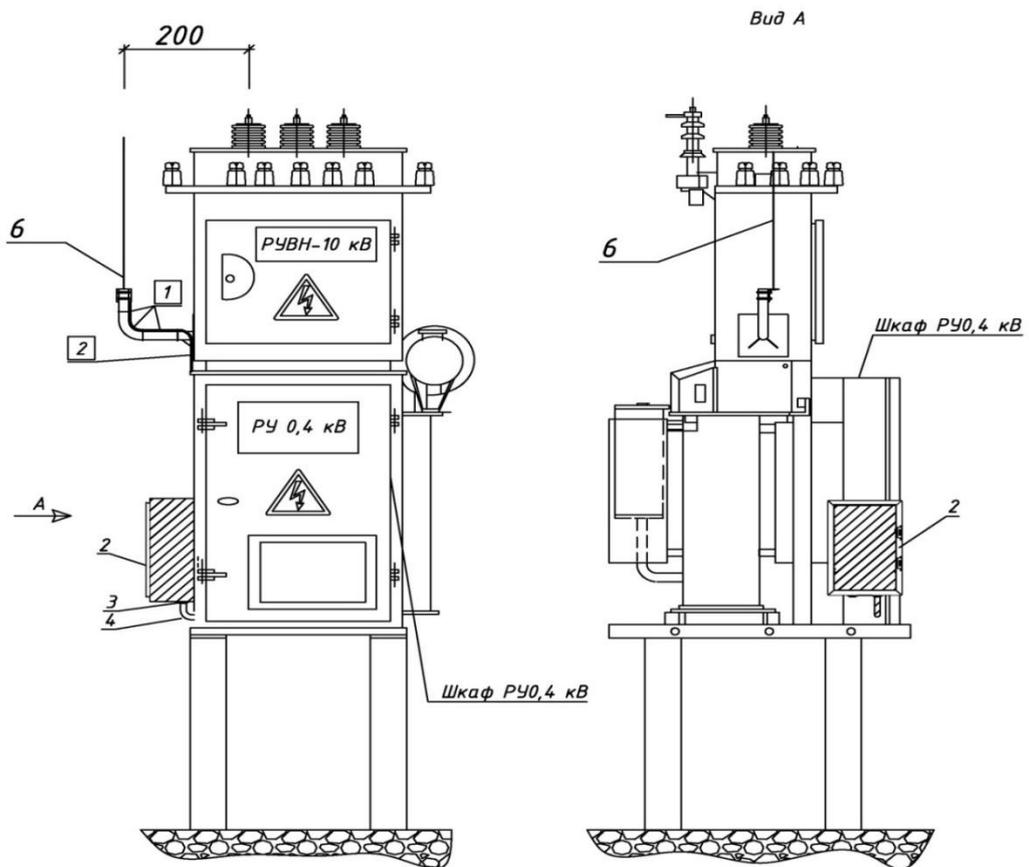


Рисунок 12 – Возможный вариант размещения оборудования на КТП, тип Г1

Перечень оборудования для монтажа приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень оборудования для монтажа

№	Наименование оборудования	Количество	Примечание
1	Монтажный шкаф АСКУЭ	1 шт.	
2	Уплотнение PG40	2 шт.	На шкаф АСКУЭ
3	КВВГнг 10х1,5	6 м.	На каждый шкаф учета
4	ВВГнг 2х2,5	5 м.	На шкаф АСКУЭ
5	Антенна 433 МГц	1 шт.	На шкаф АСКУЭ

Во второй главе магистерской диссертации выполнено рассмотрение принципа построения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии. Система АСКУЭ можно условно разделить на три основных уровня:

- измерительно-информационный комплекс – первый уровень системы автоматизированного учета и контроля электроэнергии. В состав первого уровня включаются индивидуальные узлы, приборы учета потребляемой электроэнергии, измерительные трансформаторы напряжения и тока, а также вторичные измерительные цепи тока и напряжения;

- вторым уровнем построения системы автоматизированного контроля, учета электроэнергии является информационно-вычислительный комплект электроустановки. В состав комплекса входят такие компоненты как: GSM/GPRS модем, преобразователь цифровых интерфейсов, устройства для сбора и передачи данных показаний, различные типы PLC модемов, каналы связи между компонентами и устройствами. С помощью информационно-вычислительного комплекса АСКУЭ осуществляется процесс сбора данных и показаний с индивидуальных узлов, приборов учета для их последующего транспорта на третий уровень системы;

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – третий уровень ИИС АСКУЭ. ИВК третьего уровня включает в себя сервер опроса, сервер базы данных, сервер обработки полученной информации системы с программным обеспечением.

Так же во второй главе были рассмотрены основные технические решения и компонентные модули с указанием характеристик, функций и инструкций по монтажу и конфигурированию.

3 Техническое обоснование и рассмотрение политики сетевой организации при внедрении системы АСКУЭ

Экономическая эффективность после внедрения системы АСКУЭ достигается за счет увеличения положительных факторов, а также ликвидацией отрицательных факторов. Эффективность внедрения влияет на расчеты потребленной электрической энергии. В результате большого количества подсчетов и результатов уже действующих систем размер экономического эффекта после внедрения системы АСКУЭ становится равным примерно 20-36% от годового потребления электрической энергии. Применение системы АСКУЭ для сетевой организации и гарантирующего поставщика является основным инструментом повышения точности и своевременности расчетов за электроэнергию, снижению технических затрат и увеличению экономии.

При наращивании за последние годы автоматизации технологических процессов учета снижается участие человеческого фактора в снятии показаний и расчетах потребленной электроэнергии. В настоящий момент времени в процессе использования систем АСКУЭ человеческий фактор преобладает в принятии решений, АСКУЭ находится в статусе системы, которая позволяет выявлять неблагоприятные проявления учета, такие как потери в электросетях, воровство электроэнергии и точность передаваемых показаний приборов учета.

Состав потребления электрической энергии гражданами-потребителями состоит из двух составляющих - организационно-технической и базовой.

энергоемкостью электрических приемников можно охарактеризовать базовую часть потребления.

В свою очередь организационно-техническая составляющая потребления электроэнергии состоит из личных потребностей, а также режимов эксплуатации электрических приемников.

3.1 Организационно-техническая составляющая потребления электроэнергии

Одной из главных целей при внедрении системы АСКУЭ является снижение до минимума участие человеческого фактора в процесс учета электроэнергии. В случае автоматизированного управления учетом исключаются неправильные, случайные действия персонала обслуживающей организации, потребителей.

Потери электроэнергии, равные разнице отпущенной электроэнергии и оплаченной электроэнергии можно условно разделить на три следующие составные части:

- погрешность измерений электроэнергии;
- технические потери электроэнергии, которые выражаются физическими явлениями, например, такими как потери на нагрев проводников, потери в электроустановках и линиях;
- коммерческие потери электроэнергии, они в свою очередь складываются из неоплаты потребленной электрической энергии, занижения реальных показаний с узла учета, несанкционированного потребления.

Большой эффект от применения АСКУЭ можно выделить на примере энергосбытовых, электросетевых компаний. Значительную часть потерь полностью избежать не представляется возможным, таких как погрешность измерений, потери в линиях электропередач (ЛЭП), потери в электроустановках. Однако потери, вызванные хищениями электроэнергии и случаи задержек оплат, являются существенной частью, именно они значительно уменьшаются в случае применения системы АСКУЭ.

3.2 Порядок контроля за осуществлением коммерческого учета электроэнергии

Первичное принятие средств измерений и схем их включения к расчетам, периодическое или внеплановое, в том числе по заявке потребителей, техническое обслуживание должно сопровождаться инструментальной

проверкой со стороны распределительной сетевой компании. Любое инструментальное вмешательство в работу расчетного средства измерений влечет за собой снятие и замену ранее установленных индикаторных пломб, которое в обязательном порядке актируется персоналом сетевой компании.

При наличии неисполненных предписывающих указаний потребителю о необходимости приведения учета электроэнергии к требованиям нормативно-технических актов, или при обнаружении признаков такой необходимости во время приемки, а также при выявлении угрозы возникновения или признаков безучетного электропотребления, средства измерений к расчетам не допускаются. Об этом делается соответствующая отметка в акте инструментальной проверки.

Персонал филиалов сетевой организации осуществляет контроль состояния расчетных приборов учета, находящихся как на балансе сетевой организации, так и на балансе потребителей. При этом осуществляется контроль наличия пломб государственной поверки средств измерений, а также пломбировка индикаторными пломбами цепей учета и средств измерения. Ответственность за своевременную метрологическую поверку приборов учета электрической энергии возлагается на собственников приборов учета электрической энергии. Представители энергосбытовых компаний должны быть приглашены для участия в совместных проверках технического состояния и метрологических характеристик расчетных средств измерений электрической энергии.

На каждом приборе учета электроэнергии должна быть выполнена надпись, указывающая наименование присоединения, на котором производится учет электроэнергии. Допускается выполнять надпись на панели рядом с прибором учета, если при этом возможно однозначно определить принадлежность надписей к каждому прибору учета электроэнергии.

3.3 Метрологическое обеспечение учета

Метрологический надзор за состоянием и применением средств измерений, соблюдением обязательных требований в сфере государственного регулирования осуществляют федеральные органы исполнительной власти и метрологические службы юридических лиц.

Метрологическое обеспечение учета электроэнергии должно осуществляться:

- на стадии проектирования - выделением в проектах метрологических разделов с расчетами и оценками предельных погрешностей элементов и ИИК в целом;
- на стадии изготовления приборов учета электроэнергии - проведением государственных приемочных и государственных контрольных испытаний;
- в процессе эксплуатации - периодической поверкой средств измерений расчетного учета электроэнергии и калибровкой средств измерений технического учета электроэнергии.

Обязательному метрологическому контролю подлежат элементы ИИК.

Элементы ИИК (ТТ, ТЫ, приборы учета электроэнергии) должны быть утверждены как типы средств измерений, а также занесены в Федеральный информационный фонд обеспечения единства измерений. Элементы ИИК коммерческого учета должны иметь пломбы поверителя и/или действующие свидетельства о поверке.

Каждый установленный ИИК расчетного учета должен иметь паспорт-протокол, подписанный со стороны сетевой компании и потребителя. В случае замены средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, соответствующая информация вносится в паспорт-протокол ИИК.

Расчет потерь при несовпадении точки измерений и точки поставки осуществляется в соответствии с действующими законодательными актами Российской Федерации.

3.4 Реализация технической политики учета в электросетевой организации

Перечень мер по реализации технической политики:

Проведение сравнительных испытаний и анализа эксплуатации средств учета электроэнергии (трехфазных и однофазных электронных приборов учета с цифровыми интерфейсами, соответствующих им элементов автоматизации систем учета и программного обеспечения). При анализе указанных средств в первую очередь необходимо исследовать вопросы точности во всем нагрузочном диапазоне, надежности, электромагнитной совместимости, информационных и телекоммуникационных (стандартные, открытые и быстродействующие интерфейсы и протоколы) характеристик.

На основе стандарта о технической политике разработать технические решения по организации систем учета и выполнять в соответствии с этими проектами модернизацию действующих систем учета (их фрагментов) или создание новых систем учета.

На основе комплекса типовых технических решений для корпоративных вычислительных сетей (каналов связи) и выполнить в соответствии с этими проектами модернизацию действующих сетей (их фрагментов, включая каналы связи) или создание новых для целей сбора-передачи данных на всех уровнях системы учета с удаленным сбором данных в автоматическом режиме.

Не допускается использование оборудования, технологий, материалов и систем не прошедших в установленном порядке аттестацию на соответствие требованиям технической политики организации, не имеющих опыта реализации в компаниях электросетевого комплекса или имеющих отрицательные отзывы.

Выполнять опытное внедрение систем учета, соответствующих Стандарту о технической политике, а также новых и улучшенных образцов только по результатам пробного тестирования оборудования сроком не менее 6 месяцев на пилотной площадке в следующем объеме:

- для сетей 0,4 (0,2) кВ - от 1 000 точек учета до 5 000 точек учета;

- для сетей 10 кВ - от 20 до 70 точек учета;
для сетей 35 кВ и выше - от 5 до 15 точек учета.

Внедрение практики постоянного совершенствования управления реализацией технической политикой в сфере систем учета электроэнергии с удаленным сбором данных; объективной оценки результатов реализации технической политики.

Внедрение практики технического и экономического обоснования применения новых систем и устройств автоматизации для учета электрической энергии;

На основе стандарта о технической политике актуализировать порядок планирования и выполнения работ по созданию (модернизации) систем учета электроэнергии, в т.ч. выполнения программ перспективного развития систем учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе на розничном рынке электроэнергии

Заключение

В данной магистерской диссертации было выполнено рассмотрение и произведен анализ существующей системы сбора данных показаний индивидуальных приборов учета потребителей электрической энергии. В действующей системе организации учета электроэнергии, потребители энергоресурсов самостоятельно предоставляли показания приборов учета, в этом случае были выделены недостатки действующей системы:

- неполнота предоставляемых данных;
- несвоевременность передачи показаний приборов учета;
- недостоверность предоставляемых показаний;
- большое количество потребителей ведут расчет по приборам учета с низким точности, несоответствующим требованиям постановления Правительства РФ №530 от 31.08.2006, а также с вышедшим сроком государственной поверки приборов учета;
- необходимость систематических обходов точек учета электроэнергии контролерами, обслуживающим персоналом сетевой и энергосбытовой организации;
- несанкционированное потребление электроэнергии;
- сложно выявляемые самовольные подключения к электросетям.

Большее количество вышеперечисленных проблем, позволяет решить программа внедрения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии. В магистерской работе представлено описание системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии, виды технических средств и устройств, входящих в систему.

Преобладающий в настоящее время на розничном рынке локальный учет электроэнергии с использованием как интегральных, так и интервальных приборов учета электроэнергии не позволяет эффективно контролировать прохождение энергии как товара по всему ее технологическому циклу, оперативно решать задачи составления балансов электроэнергии и мощности

для выявления потерь по всем объектам сетевого комплекса, обеспечивать оперативные расчеты и платежи за потребленную энергию и мощность, оптимизировать и прогнозировать энергопотребление, эффективно управлять режимами энергопотребления. Поэтому комплексы учета электроэнергии подлежат поэтапной модернизации и замене новыми средствами и системами учета, основанными на использовании принципов автоматизации учета электроэнергии.

Рассмотрены технические требования сетевой организации к системе и компонентам АСКУЭ, приведены рекомендации по монтажу основных компонентов и их настройки, а также представлены чертежи по установке и монтажу.

Применение системы АСКУЭ для сбора показаний с индивидуальных приборов учета бытовых потребителей обладает рядом преимуществ:

- автоматическое удаленное считывание параметров приборов учета электрической энергии;
- сведение к минимуму человеческого фактора при активировании показаний приборов учета;
- удаленное сервисное обслуживание;
- отслеживание аварийных ситуаций;
- снижение трудозатрат на обходы персоналом и проверки;
- мониторинг параметров качества электроэнергии во всех точках поставки;
- возможность снятия параметров прибора для построения любого вида отчетов и прогнозирования потребления;
- использование приборов учета, соответствующих всем нормам электроснабжения.

Таким образом, установка АСКУЭ поможет решить ряд вышеизложенных проблем, значительно упростить работу с потребителями и повысить точность расчетов за электроэнергию.

В работе были рассмотрены организационно-технические составляющие электропотребления и описаны преимущества от внедрения автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии.

Вследствие внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии появляется возможность свести к минимуму, а в некоторых случаях полностью исключить ряд экономических потерь в электрических сетях.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7 издание. - М.: КноРус, 2010. -290 с.
2. Электроустановки. Сборник нормативных документов. -2006. -278 с.
3. Алишер, И.И. Кабельные линии и проводники. Справочник. Издание третье / И.И. Алишер. – М.:Атомиздат, 2014.
4. Красник, В. В. Управление электрохозяйством предприятий / В. В. Красник. – М.: НЦ ЭНАС, 2012.
5. Стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ОАО «МРСК ВОЛГИ». СТП-МРСК-16-1791.01-14, 2014.
6. Постановление правительства РФ от 31.08.2006 №530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики»
7. Правила предоставления коммунальных услуг. Утверждены Постановлением Правительства РФ от 26.09.1994 г. № 1099 (в ред. Постановлений Правительства РФ от 24.02.95 N 182, от 10.02.97 N 155, от 13.10.97 N 1303, от 01.02.2005 N 49).
8. Методические рекомендации по регулированию отношений между энергоснабжающей организацией и потребителями. / Под. общ. ред. Б.П. Варнавского. – М.: РАО «ЕЭС», 2002.
9. Ожегов, А.Н. Системы АСКУЭ / А.Н. Ожегов. - Киров. : ВятГУ, 2006. - 102 с.
10. Медведев Д.В. Методика построения моделей автоматизированных систем управления технологическими процессами // Изв. вузов Сев.-Кавк. регион. Техн. науки. – Новочеркасск, 2004. – Приложение №6.

11. Дектеренко, С.В. Автоматизированные системы контроля и учета энергоносителей (АСКУЭ) на промышленных предприятиях / С.В. Дектеренко. – Вятка.: ИнжинирингПро, 2012.
12. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2010.- 340 с.
13. Методика определения фактических значений основных параметров потребления электроэнергии на промышленных предприятиях: учеб. пособие для вузов / под ред. И.В. Самойлова [и др.]. - М. : Академик, 2012.
14. Пак, Б.И. Устойчивость энергосистем / Б.И. Пак. – М.: ЭНАС, 2016.
15. Волчков, А.В. Комплексная автоматизация энергоучета в котельных на базе ПЭВМ и сети преобразователей / А.В. Волчков. - М. : Инфа-М-Форум, 2009.
16. Зеленцов, М.Ю. Модернизирование автоматизированной системы учета электроэнергии в Германии / М.Ю. Зеленцов. – Электроставр. – 2009. –115 с.
17. Зеленцов, М.Ю. Организация коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6–10 кВ / М.Ю. Зеленцов. – Электроставр. – 2004. – 113 с.
18. Зеленцов, М.Ю. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью / М.Ю. Зеленцов. – Электроставр. – 2013. – 200 с.
19. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А.Таранов. - М.: Форум, 2013. - 128 с.
20. Jespersen, H.P. Journal of Educational Media & Library Sciences / Heather P. Jespersen, John Kresten Jespersen // Tamkang University Press. – Taiwan, Province of China, 2015. – PP. 78-83.
21. Padhan, S. K. Journal of Control Science and Engineering / S. K. Padhan, C. Nahak // Hindawi Publishing Corporation. – Egypt, 2016. – PP. 45-61.
22. Wang, Y. Telkomnika: Indonesian Journal of Electrical Engineering [Text] / Wang Yong, Li Shun-chu // Institute of Advanced Engineering and Science. – Indonesia, 2016. – PP. 24-35.

23. Oleynik, R.A. Commercial accounting system for power energy / Oleynik R.A., Petrushenko Yu.Ya. // Russian Electrical Engineering. – New York: Allerton Press, Inc. – Vol. 81 (№ 8). – 2008. – P. 210-216.
24. Oleynik, R.A. Automated Measuring and Information System for Electric Power Fiscal Accounting (AMIS EPFA) / Oleynik R.A. // Russian Electrical Engineering. – New York: Allerton Press, Inc. – Vol. 88 (№ 8). – 2008. P. 114-120.
25. Новости энергетики: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://novostienergetiki.ru/>. – (Дата обращения 01.12.2016).
26. Elec.ru: [Электронный ресурс]. СПб., 2001-2014. URL: <http://www.elec.ru/>. – (Дата обращения 17.01.2017).
27. Энергетика. Оборудование, документация: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru/>. – (Дата обращения 04.04.2017).
28. Энергоучет. АСКУЭ современного предприятия: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eu.sama.ru/>. – (Дата обращения 08.11.2016).
29. Журнал «ИСУПП». Отраслевой научно-технический журнал: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://isup.ru/articles/6/335/>. – (Дата обращения 14.07.2016).
30. Независимые энергетические компании: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.n-elektro.ru/>. – (Дата обращения 25.07.2016).
31. Elster metronica: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kazenergy.kz/>. – (Дата обращения 24.02.2016).
32. АО Электротехнические заводы «Энергомера»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energomera.ru/>. – (Дата обращения 17.11.2016).
33. Астра-электроучет: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.astraelectra.ru/>. – (Дата обращения 14.02.2016).
34. АО «РАДИО и МИКРОЭЛЕКТРОНИКА»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zao-rim.ru/>. – (Дата обращения 17.04.2017).