

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

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Применение АСКУЭ для потребителей розничного рынка
электрической энергии»

Студент

Д. Ю. Хрипунов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., Д. А. Кретов

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

Тольятти 2020

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ существующей системы учета электрической энергии для потребителей розничного рынка	6
1.1 Определение направлений развития и модернизации существующей системы учета электрической энергии для потребителей розничного рынка	6
1.2 Исследование рынка производителей компонентов автоматизированных систем учета электрической энергии.....	15
1.3 Вывод по разделу 1	28
2 Разработка проекта АСКУЭ для потребителей розничного рынка электрической энергии	29
2.1 Общая информация о проекте.....	29
2.2 Проведение предпроектного обследования объектов	34
2.3 Разработка проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ	35
2.4 Требования к результатам выполнения работ	51
2.5 Характеристика объекта автоматизации.....	52
2.6 Структура комплекса технических средств АСКУЭ	53
2.7 Комплекс технических средств точек учета	56
2.8 Комплекс технических средств УСПД.....	61
2.9 Комплекс технических средств ЦОД	63
2.10 Размещение технических средств	67
2.11 Защита от несанкционированного доступа	74
2.12 Программные средства.....	74
2.13 Аппаратные средства.....	75
2.14 Решения по численности, квалификации и функциям персонала	76
2.15 Обучение и проверка квалификации персонала	76
2.16 Техническое обслуживание составных частей системы.....	78
2.17 Вывод по разделу 2	78

3	Оценка технико-экономических показателей проекта внедрения АСКУЭ для потребителей розничного рынка электрической энергии.....	80
3.1	Экономическое влияние внедрения АСКУЭ.....	80
3.2	Потери при хищении электроэнергии	86
3.3	Вывод по разделу 3.....	90
	Заключение	91
	Список используемых источников.....	92

Введение

В соответствии с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 04 мая 2012 года №442, гарантирующий поставщик в целях обеспечения качественного и своевременного обслуживания потребителей (покупателей) обязан внедрять программы мероприятий по повышению качества обслуживания, предусматривающие в том числе и мероприятия по обеспечению своевременного снятия и приема показаний приборов учета от потребителей способами, допускающими возможность удаленной передачи сведений о показаниях приборов учета.

Пилотные проекты по созданию автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) успешно реализованы в целом ряде регионов Российской Федерации. Их внедрение было продиктовано стремлением обеспечить активную экономию потребляемой электроэнергии с последующей реализацией мероприятий по энергосбережению и сокращению потерь. Однако указанные системы позволяют решить и острую социальную проблему, связанную с высоким уровнем расходов электроэнергии на общедомовые нужды (далее - ОДН). АСКУЭ позволяют эффективно решать следующие вопросы:

- синхронные съемы показаний приборов учета (далее – ПУ);
- своевременный учет расхода электроэнергии каждым абонентом сети без необходимости прямого доступа для сверки показаний;
- отслеживание технического состояния и выявление неисправных счетчиков электроэнергии;
- переход на расчет по тарифам, дифференцированным по зонам суток;
- обнаружение и локализация потерь электроэнергии;

- повышение класса точности и чувствительности счетчиков электроэнергии;
- сокращения числа контроллеров-обходчиков;
- снижение уровня затрат на обслуживание точек и организацию выписки счетов;
- повышение уровня ответственности абонентов за своевременную оплату платежных счетов;
- своевременное выявление фактов неучтенного потребления электрической энергии (хищений);
- отсутствие искажений при снятии показаний электросчетчиков за счет исключения человеческого фактора;
- контроль и съем почасовых срезов потребляемой мощности.

Целью данной магистерской диссертации является повышение эффективности учета электрической энергии для потребителей на розничном рынке электрической энергии.

Задачами данной магистерской диссертации являются:

- 1) Анализ существующей системы учета электрической энергии для потребителей розничного рынка;
- 2) Разработка проекта АСКУЭ для потребителей розничного рынка электрической энергии;
- 3) Оценка технико-экономических показателей проекта внедрения АСКУЭ для потребителей розничного рынка электрической энергии.

1 Анализ существующей системы учета электрической энергии для потребителей розничного рынка

1.1 Определение направлений развития и модернизации существующей системы учета электрической энергии для потребителей розничного рынка

Одним из приоритетных направлений национальной жилищной политики России является предоставление комфортных обстоятельств проживания и подходящих коммунальных услуг для населения.

«Создание интеллектуальной системы в России настолько имеющие масштабную функциональность и ряд преград на пути к повсеместному внедрению, более значимыми считаются:

- отсутствие нормативно-правовой базы, включая определение интеллектуальной системы учета и стратегии развития системы, регламентирующих порядок ограничения и восстановления энергоснабжения, например в части дистанционного отключения;
- отсутствие созданной системы и примеров создания подобной системы, обеспечивающей всю функциональность в масштабах страны, концепции системы и единых технических нормативов, обеспечивающих интеграционные возможности между различными приборами учета и системами сбора, анализа и управления данными;
- отсутствие информационного продвижения системы потребителям, а также возможным потенциальным инвесторам, которые могли бы снизить неопределенности по вопросам эффективности и технологий для лиц, принимающих решения и инвесторов» [4].

Существующие преграды, бесспорно, возможно причислить к слабым сторонам формирования системы, наиболее полный анализ создания, также возможности формирования системы приведена в таблице 1:

Таблица 1 – Оценка перспектив создания и развития системы

Сильные стороны	Слабые стороны
<ol style="list-style-type: none"> 1. Обеспечение надежности энергосистемы. 2. Повышение прозрачности учёта электрической энергии. 3. Увеличение оперативности сбора и обработки данных от приборов учёта. 4. Оперативные доступ к информации по энергоснабжению. 5. Управляемость процессами энергосистемы, за счет возможности оперативного ограничения потребления. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие нормативно-правовой базы. 2. Отсутствие созданной системы и примеров создания подобной системы, обеспечивающей всю функциональность в масштабах страны. 3. Продвижение системы потребителям и возможным потенциальным инвесторам.
Возможности	Угрозы
<ol style="list-style-type: none"> 1. Возможности поддержки различных видов производителей. Внедрение единого стандарта к приборам учета. 2. Развитие web-технологий, аутентификации пользователей. 3. Повышение защиты данных, создание безопасных архитектур. 4. Исключение промежуточных программных обеспечений. 5. Возможность снижения эксплуатационных затрат. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение количества приборов и точек учета, необходимых к включению в единую систему. 2. Большое количество пользователей системы, обусловленное включением в систему розничного рынка и обеспечением доступности к информации потребителей системы. 3. Необходимость обеспечения энергетической безопасности. 4. Необходимость выполнения требований по импортозамещению в информационных технологиях. 5. Затраты на эксплуатацию системы.

Следует понять, что один из ключевых рисков, связанным с применением интеллектуальной системы учета, считается возможный несанкционированный доступ и воздействие на информацию системы, где под воздействием понимается влияние на компоненты системы внешним программным обеспечением, и вопрос энергетической безопасности является одним из наиболее важных вопросов при формировании системы. «Защита от несанкционированного доступа особенно актуальна в связи с имеющимися примерами кибератак на энергетические системы, например на энергетические системы Украины в декабре 2015 г., в результате которой более 225 тысяч человек на несколько часов остались без электроснабжения; энергетические системы Германии, где в апреле 2016 г. подверглась взлому энергетическая система атомной электростанции; в том же 2016 г. был зафиксирован взлом почтовых ящиков Минэнерго России; в декабре 2016 г., также была подвергнута внешней атаке одна из подстанций на Украине. Масштабность возможной угрозы подтверждает и количество успешных атак на энергетическую систему США, где система Департамента энергетики за период с 2010 по 2014 г. была взломана 150 раз. При этом использование социальной инженерии составляет 27% от общего числа атак, в связи с чем человеческий фактор в вопросах предотвращения кибератак не менее важен, чем защита от вредоносного программного обеспечения» [3].

Чтобы гарантировать защиту информации система должна быть с использованием электронных пломбам на приборах учета и датчиками о проходимых нетиповых событиях. «Для недопустимости несанкционированного доступа защиту системы необходимо обеспечить способом аутентификации, разграничением прав доступа, криптозащитой, что должно быть предусмотрено в технических требованиях как к интеллектуальным приборам учета, так и к системе в целом. Имеющиеся в данный момент технологические решения по приборам учета не содержат подобного функционала, так что вопрос о стоимости приборов учета,

удовлетворяющих данным требованиям, остается открытым. Разработка средств для кибербезопасности критической инфраструктуры является важным направлением развития интеллектуальных систем учета и за рубежом на рисунке 1» [3].



Рисунок 1 – Структура затрат на создание интеллектуальной системы учета в Европе

«Для обеспечения реализации всех рассматриваемых функций системы определим основные действия на пути к созданию и повсеместному внедрению системы:

- 1) доработка законодательства, включая базовый определения и организационные обеспечения функционирования интеллектуальных систем учета, таких как:
 - возможность предоставления потребителям минимального функционала;
 - обеспечение сетевыми организациями возврата инвестиций из внетарифных источников;
 - возможность удаленной установки ограничения потребления электроснабжения с учетом нормативов необходимого потребления;

- установка запрета на использование приборов, не интегрированных в систему, с определенного периода, обязующего потребителей переходить на интеллектуальные приборы учета» [4];
- 2) «проведение оценки целесообразности и окупаемости проекта, включая экономическую эффективность вложенных средств и возможность реализации проекта из вне тарифных источников, для чего необходимо для каждой составляющей интеллектуальной системы учета разработать и применять при создании единый набор параметров, таких как:
- объект интеллектуальной системы учета (например, интеллектуальный прибор учета);
 - функции, которые выполняет объект (например, удаленное подключение, отключение услуг и управление);
 - воздействия, то есть влияние этой функции на работу системы (например, снижение пиковых нагрузок);
 - выгоды, когда возможно их оценить (например, более низкие операционные расходы и снижение счета клиента), анализ которых необходим для снижения неопределенности по вопросам эффективности и технологий для лиц, принимающих решения и инвесторов. Оценка эффективности расходов, в том числе и бюджетных расходов, и управления инвестициями в инфраструктуру анализируется и может быть применена и для оценки эффективности создания системы» [4];
- 3) разработка и утверждение стратегии создания и развития интеллектуальной системы учета в стране;
- 4) разработка и утверждение единых технических требований для создания и технического обеспечения интеллектуальных систем учета (включая единые протоколы обмена данными, правила

взаимодействия системы между собой, показателей точности измерений, кибербезопасности);

5) определение последовательности внедрения системы на территории страны, для чего необходимо:

- определить регионы, и организации, где применение интеллектуальной системы учета наиболее целесообразно, например, из-за высокого уровня потерь;
- определить объемы потребляемой энергии, учет которой экономически обоснован (например, обязанность по установке интеллектуальных приборов учета в Германии существует только при ежегодном потреблении выше 10 тыс. кВт/ч.);
- разработать требования к компаниям, внедряющим интеллектуальную систему учета, включая установку приборов учета с учетом опыта реализации больших инфраструктурных проектов;
- определить сроки внедрения системы и установки интеллектуальных приборов учета с учетом наиболее значимых регионов, остальных регионов и контролирующей орган за функционированием единой системы интеллектуального учета, обеспечить доступ к информации всех заинтересованных лиц;

б) «рассмотрение возможности финансирования создания системы за счет тарифных источников и средств федерального бюджета, без которых в мировой практике практически не осуществлялась реализация проектов в области интеллектуальных систем учета;

7) учет возможности интеграции в энергосистему генераций на основе возобновляемых источников энергии, расположенных в децентрализованных районах страны;

- 8) разработка мер, предупреждающих целенаправленное повреждение установленных приборов учета в целях снижения платы за электроэнергию, учитывая, что оплата по нормативам потребления электрической энергии при безучетном потреблении может быть экономически более привлекательной, чем оплата по данным приборов учета» [4].

«Успешное создание и повсеместное внедрение интеллектуальной системы учета позволит масштабировать систему не только на рынок электрической энергии и мощности, но и на услуги по сбору всех ресурсов – таких как тепло и вода. А в энергосистеме позволит решить основные задачи, стоящие перед интеллектуальной системой учета (такие, как надежность энергоснабжения, прозрачность учета электрической энергии, оперативный доступ к информации с приборов учета, управляемость процессов энергоснабжения)» [3].

На протяжении последних лет в г. Тольятти одной из острейших является проблема значительного роста объемов потребления электроэнергии на общедомовые нужды (ОДН).

Значительный рост ОДН связан с целым рядом причин:

- 1) Наличие МКД из состава жилого фонда бывших общежитий (31, 32 квартал), где по большей части отсутствует система индивидуального учета потребляемой электрической энергии.

- 2) Наличие недобросовестных собственников жилых помещений, создающих условия для оплаты потребленной электрической энергии по нормативу (при отсутствии ПУ), который выгоден при проживании большого количества человек в жилом помещении при гораздо меньшем количестве прописанных (а то и их отсутствие).

- 3) Наличие многоквартирных домов, в которых индивидуальные приборы учета установлены в жилых помещениях или на площадках, доступ к которым ограничен дверьми, находящимися в ведении собственников

жилых помещений.

4) Подключение к инженерным электрическим сетям многоквартирного дома сторонних нагрузок (оборудование телекоммуникационных компаний, объекты коммерческой деятельности), не обеспеченных легитимными узлами учета электрической энергии.

5) Несинхронность снятия и передачи показаний, либо их отсутствие.

6) Хищения электроэнергии со стороны собственников жилых и нежилых помещений.

Непрозрачность системы индивидуального учета и высокие расходы на ОДН являются основными причинами низкой платежной дисциплины в жилом фонде.

Эффективным решением обозначенных проблем является внедрение АСКУЭ в жилой фонд г. Тольятти.

Информация об уже введённой в промышленную эксплуатацию АСКУЭ:

- год ввода в промышленную эксплуатацию АСКУЭ: 2018г.;
- используемое программное обеспечение АСКУЭ «Телескоп +», вер.4.04, изготовитель ЗАО «НПФ Прорыв». Свидетельство об утверждении типа средства измерений RU.C.34.004.A. №26737. Лицензия на учет 5 000 приборов учета.

Оборудование, подключенное к АСКУЭ в таблице 2:

Таблица 2 – Используемое оборудование

№	Наименование оборудования	Количество, шт.
1	Прибор учета Меркурий 203.2Т	1361
2	Прибор учета Меркурий 201.8	39
3	Прибор учета Меркурий 234 ARTM-02 PB.L2	19
4	Прибор учета Меркурий 234 ARTM-02 POB.L2	28

5	Прибор учета Меркурий 234 ARTM-03 PB.L2	30
6	Прибор учета Меркурий 234 ARTM-03 PB.G	8
7	Устройство сбора и передачи данных Меркурий 250 GRL.22	18

В связи с вступлением в силу с 01.01.2017г. ПП РФ № 1498 от 26.12.2016г., согласно которому поставка электрической энергии в нежилое помещение в многоквартирном доме должна осуществляться на основании договора ресурсоснабжения, заключенного потребителем непосредственно с ресурсоснабжающей организацией, ожидается рост числа договоров энергоснабжения на уровне 500 ед.

Итоговое количество договоров энергоснабжения к концу 2019г. – началу 2020г. составляет порядка 4000 ед.

Основными трудностями в процессе формирования объемов реализации электроэнергии в адрес потребителей на данный момент являются:

- несвоевременная передача потребителями сведений о расходе электроэнергии, как следствие – применение расчётных методов, неоплата за потреблённую электроэнергию, пени, споры и судебные тяжбы с потребителями;
- некорректная передача сведений потребителем (пример – неверно указана значность прибора учета – вновь применение расчетных методов);
- искажение потребителем сведений о фактическом расходе. Данный факт выявляется лишь в результате фактических проверок сетевой организацией, которые зачастую проводятся один раз в три года;
- ошибочная передача сведений по нерасчетным приборам учета, и опять применение расчетных методов и споры с потребителями.

Все вышеназванные действия приводят к увеличению трудоемкости обработки данных о фактическом расходе электроэнергии от потребителей, к

дополнительным затратам АО «ТЭК», к росту дебиторской задолженности и судебным издержкам.

1.2 Исследование рынка производителей компонентов автоматизированных систем учета электрической энергии

В России имеется многочисленное количество разработанных автоматизированных систем с использованием PLC-технологии. Из технологии функционирования таких систем естественным образом вытекает ее иерархическая структура. Присутствуют разнообразные недочеты в архитектуре такой системы, которая может составлять обширную и сложную структуру.

На практике как показывает опыт реализации нескольких систем, одним из надежных лидеров среди отечественных производителей однозначно являются оборудование «Матрица» производства ООО «Матрица». Они выпускают очень широкую номенклатуру счетчиков, подходящих для учета производимой, получаемой энергии, перетоков с измерениями активной и реактивной энергии. Эти производители счетчиков обеспечивают хорошую техническую поддержку.

«Опыт эксплуатации нескольких АСКУЭ обнаруживает одну странную закономерность: система обладает непропорциональными трудностями реализации, не соответствующими кажущейся ее функциональной простоте. Действительно, задача сводится к написанию драйверов для опроса счетчиков в выбранной операционной системе и созданию базы данных с необходимым интерфейсом. Проблемы связаны с отработкой нестандартных ситуаций. Например, несмотря на отказ канала связи или счетчика к окончанию расчетного периода система должна обеспечить легитимную информацию для финансовых расчетов, которая не вызывает возражений ни со стороны поставщика, ни со стороны потребителя. Если в базу данных

вводится некоторая информация в «ручном режиме», то все вычисления, в которых она участвует, должны быть помечены, чтобы стороны могли проверить ее корректность. Должны быть обеспечены процедуры, обеспечивающие достоверность данных при замене и поверке счетчика, процедуры восстановления данных на период, когда измерительный трансформатор был выключен, а нагрузка не снята и т.д. Все эти проблемы ложатся на программное обеспечение» [12].

Существенное значение имеет операционная среда, где программное обеспечение системы будет функционировать. «Здесь правило выбора довольно очевидное: чем сложнее система и чем дороже стоит потеря информации, тем предпочтительнее ОС QNX. Операционная система QNX имеет существенно более высокую надежность, лучше развитые телекоммуникационные средства, под ее управлением эффективнее работают многозадачные программные системы. Она не подвержена разрушающему воздействию вирусов. Но ее стоимость намного превышает цену ОС Windows» [16].

При системе не имеющей большой функционал, когда диспетчер АСКУЭ имеет на рабочем месте рабочую станцию в среде Windows, не целесообразно понуждать его осваивать интерфейс новой системы, лучше оставить в привычных офисных приложениях.

«Программное обеспечение типовой АСКУЭ имеет следующие компоненты:

- ядро системы, организующее взаимодействие программных процессов;
- драйверы для опроса используемых в системе счетчиков;
- базу данных для долговременного надежного хранения информации;
- средства защиты данных;
- генератор отчетов;

– графический пользовательский интерфейс» [16].

«Типовая АСКУЭ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- регистрация персонала в системе для получения прав доступа к управлению ее работой и к базам данных;
- конфигурирование конкретной схемы учета энергоресурсов своего предприятия (подключение драйверов для используемых моделей счетчиков, параметризация счетчиков и каналов учета, формирование регламента (расписания) опроса каждого счетчика;
- формирование счетных документов;
- формирование сводок и графиков по потреблению конкретных энергоресурсов за выбранный интервал времени;
- опрос текущих значений расхода энергоносителей;
- формирование расчетных документов;
- формирование отчетов с показаниями приборов учета в текстовом формате для загрузки в программный комплекс по расчету полезного отпуска» [16].

В настоящей работе остановимся на двух типах систем модернизации розничного рынка это «Матрица», «Меркурий». Автоматизированные системы на базе различных производителей:

- ООО «НПК «Инкотекс»;
- ООО «Матрица».

1.2.1 Система коммерческого учета ООО «Матрица»

Компания «Матрица» совместно со своими партнерами «ADDGrup» и «STMicroelectronics» – компаниями-разработчиками высокотехнологичных решений мирового уровня – впервые в мире начала успешное внедрение

оборудования для учета электроэнергии серии «Advanced» с двумя интерфейсами (PLC+RF) на базе технологии «Hybrid» [12].

Технология «Hybrid» – это гибридное решение коммуникаций по силовым линиям G3-PLC с возможностью альтернативной коммуникации по радиоканалу. «Ключевой особенностью технологии является способность приборов учета адаптироваться и выбирать индивидуально более качественный на данный момент канал связи. Передача между узлами осуществляется по автоматически найденному оптимальному маршруту по принципу «от узла к узлу» (механизм hop-by-hop). Канал передачи выбирается автоматически при построении топологии сети и динамически регулируется в зависимости от сетевого статуса (доступности среды).

Таким образом, обеспечивается автоматический выбор наилучшей адаптивной среды передачи (PLC или RF), исходя из качества линий внутренней связи в каждый отдельно взятый момент времени» [12].

Данное решение позволяет улучшить сбор данных и сделать его более надёжным. В случае если один из интерфейсов по каким-либо причинам даст сбой, произойдёт автоматическое переключение на другой интерфейс, пример системы на рисунке 2.

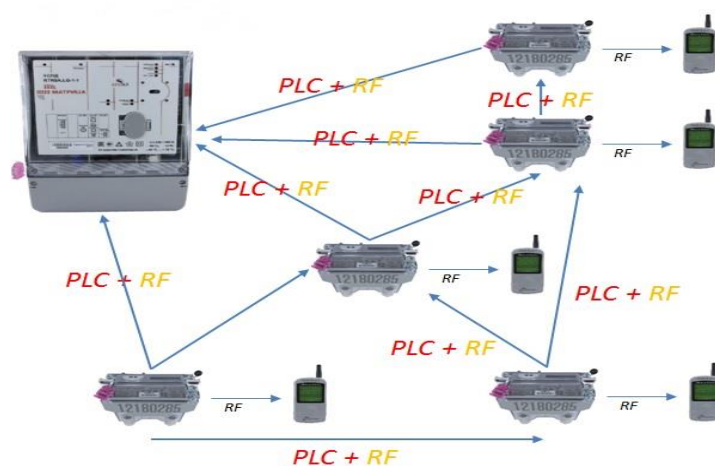


Рисунок 2 – Схема системы PLC и RF передачи

«К основным преимуществам технологии «Hybrid» можно отнести:

- повышение надежности сбора данных (максимальная независимость от качества среды передачи данных);
- высокая помехоустойчивость;
- снижение расходов на эксплуатацию и обслуживание оборудования;
- высокая скорость передачи данных;
- высокая безопасность» [12].

Объединение в одну систему всех преимуществ PLC и RF систем, делает гибридное решение от компании «Матрица» оптимальным выбором для многих целей. «Такая система может помочь повысить производительность, надежность и эффективность эксплуатируемой электрической сети.

Кроме того, оборудование серии «Advanced» с двумя интерфейсами (PLC+RF) на базе технологии «Hybrid» имеет возможность поддержки подсистем АСУТП, в том числе обеспечивает функции телеизмерений, телеуправления и телесигнализации» [12].

«АИИС «Матрица» – это автоматизированная информационно-измерительная система на базе оборудования производства ООО «Матрица», ориентированная на решение широкого спектра задач:

- дистанционный учет потребления различных видов ресурсов (электроэнергии, газа, воды, тепла);
- программное и/или дистанционное управление потреблением электроэнергии;
- управление уличным освещением» [12].

Система может использоваться в частном секторе (отдельные коттеджи, многоквартирные жилые дома, офисы), на объектах государственного или общественного назначения, на производственных предприятиях, а также непосредственно в распределительных сетях. «АИИС "Матрица" существенно повышает платежную дисциплину, позволяет

оперативно выявлять попытки хищения электроэнергии, а также определить уровень технических потерь. АИИС "Матрица" поддерживает экспорт/импорт данных в стандартных форматах и открыта для взаимодействия с другими системами, например, с внешней биллинговой системой. Используемая система полностью автоматизирована, не нуждается в штате контролеров и полностью исключает возможность влияния каких-либо субъективных факторов на процесс учёта» [12].

«АИИС «Матрица» имеет простую трехуровневую структуру:

- нижний уровень составляют приборы учета электроэнергии и другие абонентские устройства;
- средний уровень состоит из маршрутизатора (УСПД) и распределенной сети передачи данных.
- верхний уровень представляет собой Центр, осуществляющий сбор, хранение и обработку данных» [12].

«Система способна вести учет электроэнергии в пределах отдельной трансформаторной подстанции, города, административного района. Нарращивание системы производится за счёт простого монтажа новых счетчиков и УСПД. УСПД позволяет опрашивать все устройства, запитанные от одной трансформаторной подстанции 6(10)/0,4 кВ. Количество счётчиков, опрашиваемых УСПД, не должно превышать 2500 шт. Данные со всех УСПД собирает Центр сбора данных. В Центре осуществляется сбор и долговременное хранение данных. Общее количество точек учёта, данные по которым Центр способен аккумулировать и обработать, достигает 1 000 000» [12].

«В системе поддерживается двусторонний обмен данными между счетчиками и Центром. УСПД обменивается информацией с верхним уровнем с использованием одного из каналов связи: GSM, GPRS, Ethernet. Основным каналом связи для обмена информацией между УСПД и нижним уровнем является канал PLC (силовая линия 0,4 кВ) » [12].

Схема построения АИИС «Матрица» в общем виде показана на рисунке 3:



Рисунок 3 – Схема построения АИИС «Матрица»

К преимуществам АИИС «Матрица» относится:

«Уверенный обмен данными при передаче по силовой сети. Благодаря технологии ретрансляции сигнала каждым устройством и использованию двухчастотного канала передачи, обеспечивается надежный устойчивый канал связи [12]:

- после введения системы в эксплуатацию потери электроэнергии снижаются до уровня технических. Система предоставляет возможность сведения балансов, что является эффективной мерой по борьбе с хищениями электроэнергии.
- наличие встроенного управляемого силового реле. Данная функция позволяет контролировать нагрузку абонента в соответствии с договором и производить ограничение режима электропотребления в случае несоблюдения условий договора. Кроме того, система позволяет контролировать загруженность линий и оборудования в часы пиковых нагрузок.
- контроль текущих параметров сети: мощности, напряжения, частоты, тока, дифференциального тока, - с возможностью отключения

встроенного силового реле при выходе параметров за допустимый диапазон. Это позволяет защитить оборудование абонента в случае возникновения аварийной ситуации, а также бороться с попытками хищения электроэнергии.

- устранение возможности сговора абонентов с обслуживающим персоналом по сокрытию реального потребления электроэнергии, что обеспечивается автоматизированным ежедневным сбором информации со всех приборов учета, а также невозможностью изменения данных о потреблении ни абонентом, ни обслуживающим персоналом.
- многотарифный режим работы. Счетчики поддерживают до 6-тарифов. Тарифные сетки и структура недели заносятся в конфигурацию счётчика программно из Центра, и могут быть изменены в процессе эксплуатации.
- использование дешевых и простых в настройке и обслуживании каналов GSM или GPRS для обмена информацией между УСПД и Центром.
- надежность эксплуатации при низких температурах (до -40°C и ниже). При падении температуры ниже -20°C ЖК дисплей отключается, а данные продолжают поступать в Центр сбора информации.
- интеграция с любой биллинговой системой за счет использования стандартной СУБД MS SQL Server.
- простота запуска системы и проведения пусконаладочных работ. Минимальный набор оборудования для создания системы состоит всего из трех компонентов. Для запуска системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию достаточно установить счетчик у абонента, УСПД на подстанции и настроить

сервер в офисе электросетевой компании/руководителя предприятия/председателя СНТ, ТСЖ» [12].

1.2.2 Система коммерческого учета ООО «НПК «Инкотекс»

Многопрофильный холдинг компания Инкотекс – это комплексное предприятие, которое занимается разработкой и производством различного рода моделей электронной техники под торговой маркой «Меркурий». Эта компания предлагает целый спектр счетчиков электроэнергии – от простых бытовых однофазных (в том числе Инкотекс счетчик меркурий), так и серьезные промышленные трехфазные приборы электроучета, которые в состоянии не только осуществлять замеры электроэнергии, но и передавать информацию в режиме реального времени. Компания Инкотекс (Inkoteks) производит свою продукцию на высокотехнологическом оборудовании, она сочетает в себе достойный внешний вид, современный дизайн, эргономичность и функциональность [13].

ООО «ВВИК» - разработчик счетчиков меркурий (которые производит компания Инкотекс), а также технологий PLC I и PLCII передачи информации по силовым сетям 0,4 кВ, технологического программного обеспечения и коммерческого программного продукта «Астра-Электроучет». В условиях непростой финансовой обстановки в стране, нам приходится экономить на всем: на потреблении воды, тепла, газа и электроэнергии в том числе. Отметим, что затраты на электричество в статьях расхода любой организации – это наиболее солидная часть. Которую минимизировать, увы, невозможно [13].

Программное обеспечение «Астра-Электроучет» поддерживает все виды счетчиков, которые разработаны под маркой «Меркурий»:

- компания Инкотекс (Inkoteks) производит под этой маркой однофазные и трехфазные электрические счетчики, счетчики реактивной и активной энергии;
- однотарифные и многотарифные счетчики марки Инкотекс меркурий;
- может стать основой создания систем АСКУЭ «Меркурий-Энергоучет» (осуществлять сбор информации со счетчиков Меркурий по силовой сети).

Счетчики Инкотекс меркурий, которые производит компания Инкотекс (Inkoteks), помогут минимизировать затраты на электроэнергию и оптимизировать ее потребление.

Для того, чтобы функционирование систем контроля и учета было действенным разработано специальное программное обеспечение АСКУЭ, которое:

- обеспечивает сбор информации о поставке и потреблении энергоресурсов;
- осуществляет сбор и обработку данных о коммерческом потреблении электроэнергии, дальнейшую их архивацию и хранение полученной информации в компьютере;
- оперативно реагирует и предупреждает о возникших неполадках на участке сети, локализирует очаги с потерями энергоресурсов;
- при необходимости отображает учетные технологические данные посредством отчетов, графиков и т.п.;
- по для АСКУЭ осуществляет пересмотр получаемой информации в течение установленного промежутка времени, с учетом результатов полученных ранее данных.

Часто у потребителей возникает вопрос: в чем целесообразность использования АСКУЭ? При установлении системы заметно снижается уровень потерь энергоресурсов, что предполагает снижение

производственных и непроизводственных издержек. Происходит это за счет точного сбора информации с энергоносителей, причем время сбора и обработки всех показателей значительно сокращается. Более того, система АСКУЭ позволяет производить анализ данных на основании чего прогнозировать потребление электроэнергии в следующих месяцах с учетом работы на предприятии тарифных планов [13].

Самой первой АСКУЭ, разработанной в фирме Инкотекс в 2007 году и занесенной в госреестр была программа меркурий энергоучет, предназначенная для сбора профилей мощности и данных о потребленной электроэнергии.

Следующим этапом в развитии систем АСКУЭ стала программа «Астра-Электроучет», которая была создана той же группой разработчиков, работающих в компании ООО «ВВИК». Программа «Астра-Электроучет» позволяет снимать все характеристики со счетчиков меркурий фирмы «Инкотекс» и со счетчиков СЭТ завода им. Фрунзе (г. Нижний Новгород) по всем видам интерфейсов: RS485, CAN, GSM-каналам (с использованием GSM модемов типа Siemens MC-35i, Teleofis (USB)), через GSM шлюз «Меркурий 228», по сети Internet и с использованием технологий PLCI и PLCII (по силовым линиям 0,4 кВт).

Варианты реализаций технологии PLC от компании Инкотекс.

«Технология PLC-II проприетарная, проверенная годами технология PLC, работающая в стандартном диапазоне CENELEC A. Технология представляет собой mesh-сеть с автоматическим перестроением маршрутов и автоматической ретрансляцией для увеличения дальности связи от концентратора до счетчиков электроэнергии. Технология обладает относительно небольшой скоростью передачи данных, но высокой надежностью, подтвержденной несколькими сотнями тысяч приборов учета, включенными в АСКУЭ на базе PLC II. Технология оптимальна для развертывания локальных систем, не предъявляющих повышенных

требований к объемам собираемых данных и достаточна для построения АСКУЭ с функциями сбора суточных показаний и журналов событий и функциями управления нагрузкой» [13].

«Технологии PRIME/G3PLC являются международными стандартами, поддерживаются разными производителями систем и приборов учета. На данный момент технологии не имеют существенных различий в применении, при этом технологии не совместимы друг с другом. Следует обратить внимание, что кроме совместимости технологий PLC, для обеспечения взаимозаменяемости счетчиков разных производителей должна быть обеспечена совместимость и на уровне протоколов обмена. Счетчики торговой марки «Меркурий», использующие технологию PRIME и G3PLC, поддерживают стандартный протокол обмена СПОДЭС на основе DLMS\COSEM» [12].

Типовая дальность связи при использовании PLC составляет порядка 100м, максимальная - 400 метров. Дальность связи зависит от качества электрической сети (наличие скруток, множественных отпаек и т.п.) и наличия помех. Дальность связи практически не зависит от используемой технологии связи. Меньшую дальность обеспечивают старые системы, большую - только системы, работающих в нестандартном (запрещенном) частотном диапазоне или с превышением разрешенной мощности [13].

«Преимущества технологий PLC:

- крайне низкие затраты на развертывание и эксплуатацию, фактически, если есть линия электропитания, значит есть и канал связи со счетчиком» [13].

«Особенности PLC:

- чувствительность к помехам, генерируемым некачественным оборудованием потребителей (некачественные блоки питания, несоответствующие нормам электромагнитной совместимости,

частотные приводы без использования обязательных для них фильтров радиопомех и т.п.)» [13].

«Технология PLC-II предназначена для создания сетей дистанционного сбора данных и управления микропроцессорными счётчиками электроэнергии типов:

- Меркурий 203.2Т;
- Меркурий 203.2ТD;
- Меркурий 208;
- Меркурий 234 ARTM;
- Меркурий 238» [13].

В качестве физической среды передачи сигналов технология использует распределительные сети переменного тока 0,4 кВ, 50 Гц [13].

Размеры сетей PLC-II ограничены зоной действия одного распределительного трансформатора 0,4 кВ, 50 Гц. Одна сеть сбора данных и управления может включать в себя до нескольких сотен абонентских электросчётчиков [13].

Центральным узлом сети является PLC-концентратор «Меркурий-225.1», расположенный, как правило, на распределительной подстанции.

«Концентратор работает в полностью автоматическом режиме по заданной ему программе опроса сети. Программа опроса сети состоит из индивидуальных заданий для каждого из счётчиков, каждое задание, в свою очередь, включает в себя один или несколько запросов по сбору параметров энергопотребления в различных сочетаниях. В качестве запросов могут использоваться любые команды, поддерживаемые пакетными процессорами счётчиков» [12].

Ответы счётчиков на запросы сохраняются в энергонезависимой памяти концентратора.

Концентратор выполняет программу опроса сети в режиме бесконечного цикла, что позволяет ему в каждый момент времени иметь в

своей памяти максимально свежий набор ответов на запросы, указанные в программе опроса [13].

Содержимое памяти ответов концентратора может быть прочитано либо через последовательный порт, расположенный на его передней панели, либо дистанционно, с помощью GSM-шлюза «Меркурий-228» [13].

1.3 Вывод по разделу 1

Наиболее оптимальной возможностью разрешения сложившейся ситуации, а также предупреждения возможного ряда трудностей, связанных с увеличением обслуживаемых лицевого счетов в дальнейшем является АСКУЭ на базе системы коммерческого учета ООО «Матрица».

Эта система позволит максимально точно учитывать фактическое потребление электроэнергии каждым объектом контрагентов, своевременно выявлять поломки и неисправности приборов учета, что приведет к устранению их в установленные законодательством сроки.

Применение АСКУЭ позволит формировать максимально достоверные объемы реализации по каждому договору энергоснабжения и повышает обоснованность их задолженности, что в целом приводит к повышению качества обслуживания потребителей и снижению затрат на процесс реализации электроэнергии [27].

Однако масштабное внедрение такой системы невозможно без оценки экономической целесообразности создания всех составляющих системы, определения единой концепции и технических требований, привлечения к созданию системы всех заинтересованных сторон и обеспечения создания и поддержки ее со стороны государства – как со стороны законодательной ветви власти, так, возможно, и финансовой (если при оценке экономической целесообразности будет определено, что без привлечения бюджетных средств

создание системы невозможно или потребует значительно более длительного периода) [27].

2 Разработка проекта АСКУЭ для потребителей розничного рынка электрической энергии

2.1 Общая информация о проекте

Наименование работ: изыскательские работы, разработка проектной документации по модернизации и расширению автоматизированной информационной измерительной системы коммерческого учета электроэнергии жилых и нежилых помещений многоквартирных домов г. Тольятти, Самарской области в 2020 г.

Таблица 3 – Этапы проектно-изыскательских работ

Номер этапа	Наименование этапа	Сроки выполнения	Результат
1.1.	Проведение предпроектного обследования объектов.	В течение 21 (двадцати одного) календарного дня с даты подписания Договора обеими Сторонами.	Составленный и согласованный с Заказчиком: перечень и форма отчетных документов с описанием; отчет о проведенном предпроектном обследовании на объектах; уточненное Техническое задание на модернизацию и расширение АСКУЭ.
1.2.	Устранение замечаний Заказчика в части составленного Подрядчиком отчета о проведенном предпроектном обследовании.	В течение 5 (пяти) календарных дней, после направления Заказчиком замечаний Подрядчику. Общее количество рабочих дней на устранение Подрядчиком всех замечаний Заказчика, по всем итерациям не должно превышать 10 (десяти) календарных дней.	Устраненные замечания Подрядчиком в части составленного Подрядчиком отчета о проведенном предпроектном обследовании, повторное направление Подрядчиком данного отчета Заказчику на согласование.

Продолжение таблицы 3

2.1.	Разработка проектной сметной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ.	В течение 18 (восемнадцати) календарных дней, после исполнения п.1.2. настоящей таблицы.	Разработанная Подрядчиком проектная и сметная документация на модернизацию и расширение АСКУЭ по каждому МКД, указанному в п. 5.
2.2.	Устранение замечаний Заказчика в части, составленной Подрядчиком проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ.	В течение 7 (семи) календарных дней, после направления Заказчиком замечаний Подрядчику.	Устраненные замечания Подрядчиком в части составленной Подрядчиком проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ, повторное направление Подрядчиком пакета актуализированной проектной документации Заказчику на согласование.
3.	Защита разработанной проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ.	В течение 7 (семи) календарных дней, после исполнения п.2.2. настоящей таблицы.	Принятая Заказчиком проектная документация на модернизацию и расширение АСКУЭ для проведения Заказчиком дальнейшей экспертизы.
4.1.	Проведение Заказчиком экспертизы предоставленной Подрядчиком проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ.	В течение 7 (семи) календарных дней, после исполнения п. 3. настоящей таблицы.	Утвержденная Заказчиком проектная документация на модернизацию и расширение АСКУЭ.

Продолжение таблицы 3

4.2.	Устранение замечаний Заказчика, выявленных в результате проведения Заказчиком экспертизы предоставленной Подрядчиком проектной документации.	В течение 4 (трех) календарных дней, после направления Заказчиком замечаний Подрядчику.	Устраненные замечания Подрядчиком в части составленной Подрядчиком проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ, повторная защита Подрядчиком актуализированной проектной документации Заказчику.
------	--	---	--

Объекты АСКУЭ с описанием типов устанавливаемых приборов учета и их количеством указанных в таблице 4:

Таблица 4 – Перечень объектов АСКУЭ

№	Адрес многоквартирного дома	Кол-во электрощитовых (ВРУ-0,4 кВ)	Кол-во 3Ф ПУ (общедомовых)	Кол-во 1Ф ПУ (квартир)	Кол-во 1Ф, 3Ф ПУ нежилых помещений (офисов)
1	Революционная ул, дом № 7, корпус 1	3	12	494	0
2	Революционная ул, дом № 40	1	5	253	4
3	Революционная ул, дом № 44	1	5	247	3
4	Революционная ул, дом № 50	1	5	255	1
5	Королева б-р, дом № 17	1	4	128	0

Продолжение таблицы 4

6	70 лет Октября ул, дом № 47	1	4	87	6
7	Цветной б-р, Дом № 23	1	6	111	1
8	40 лет Победы ул, дом № 122	3	9	356	0
9	Автостроителей ул, дом № 102	1	2	54	0
10	Автостроителей ул, дом № 90	1	3	54	0
11	Ворошилова ул, дом № 41	3	9	359	0
12	Ворошилова ул, дом № 43	1	3	144	0
13	Ворошилова ул, дом № 71	2	6	250	1
14	Гая б-р, дом № 11	1	3	146	0
15	Гая б-р, дом № 14	1	4	124	4
16	Гая б-р, дом № 2	3	9	322	2
17	Гая б-р, дом № 21	1	3	146	0
18	Гая б-р, дом № 23	1	3	146	0
19	Гая б-р, дом № 25	3	15	576	2
20	Гая б-р, дом № 6	1	3	145	1

Продолжение таблицы 4

21	Гая б-р, дом № 7	1	2	143	0
22	Гая б-р, дом № 9	1	4	124	3
23	Степана Разина пр-кт, дом № 25	1	4	92	3
24	Степана Разина пр-кт, дом № 41	7	21	295	0
25	Степана Разина пр-кт, дом № 81	1	5	94	0
	Итого:	42	149	5145	31

Сроки выполнения работ – не более 74 календарных дней.

Таким образом, Подрядчику необходимо учесть при проектировании следующие объемы работ:

- количество МКД - 25 шт.;
- количество электрощитовых (ВРУ-0,4 кВ) в МКД - 42 шт.;
- количество квартир в МКД (1Ф ПУ) - 5 145 шт.;
- количество нежилых помещений в МКД (1Ф, 3Ф ПУ) - 31 шт.;
- количество общедомовых узлов учета (3Ф ПУ) - 149 шт.;
- общее количество точек учета (1Ф+3Ф ПУ) - 5 325 шт.

2.2 Проведение предпроектного обследования объектов

В рамках проектирования системы АСКУЭ АО «ТЭК» Подрядчику необходимо:

Провести предпроектное обследование объектов, которое включает в себя:

- анализ этажных или квартирных распределительных щитов, помещений электрощитовых МКД, на предмет определения габаритных размеров и способов крепления устанавливаемого оборудования, наличия линий электропитания и беспрепятственного доступа к выполнению монтажных работ;
- анализ существующих узлов учета электроэнергии на объектах АО «ТЭК», на предмет определения технических особенностей устанавливаемого оборудования;
- анализ существующего сетевого и серверного оборудования АО «ТЭК» на предмет достаточности серверных мощностей;
- использование серверных мощностей Заказчика.

Предпроектное обследование должно быть проведено с учетом дальнейшей разработки отдельной проектной и сметной документации по каждому МКД.

2.3 Разработка проектной документации на модернизацию и расширение АСКУЭ

По согласованной с Заказчиком отчетной форме Подрядчик должен разработать проектную документацию по каждому МКД, содержащую в себе:

- характеристику объектов автоматизации;
- основные технические решения;
- структурную схему АСКУЭ;
- однолинейные схемы учета электроэнергии;
- схемы подключения внешних проводов. Цепи УСПД, измерительные цепи трехфазных и однофазных ПУ;
- чертежи общего вида установки трехфазных и однофазных ПУ на местах монтажа;

- чертежи общего вида шкафов связи;
- габаритные чертежи устанавливаемого оборудования;
- ведомость оборудования, изделий и материалов;
- обоснование принятых проектных решений
- рекомендуемый срок эксплуатации, модернизируемой АСКУЭ.

При разработке структурной схемы АСКУЭ следует учесть следующие особенности построения системы:

- для обмена информацией между приборами учета и УСПД должны использоваться каналы связи, стабильность и скорость работы которых не должна зависеть от изношенности электрических сетей.

Требования к поставляемым компонентам и программному обеспечению АСКУЭ:

- смена используемого ПО «Телескоп +» не предусмотрена;
- полная совместимость всех компонентов, поставляемых в рамках модернизации и расширения АСКУЭ с установленным оборудованием и ПО «Телескоп +»;
- в АСКУЭ должна быть загружена бессрочная неисключительная лицензия на право использования ПО «Телескоп+» для обработки 8 000 (восемь тысяч) точек измерения на функциональные модули, отвечающие ранее имеющимся функциональным возможностям АСКУЭ. Поставляемая неисключительная лицензия на 8 000 (восемь тысяч) точек измерения, включает в себя уже имеющуюся неисключительную лицензию на 5 000 (пять тысяч) точек измерения.

В программном обеспечении АСКУЭ «Телескоп+» должны быть реализованы функции.

1. Передачи показаний и результатов измерений прибора учета электрической энергии, присоединенного к АСКУЭ:

- в состав передаваемых показаний и результатов измерений прибора учета электрической энергии, присоединенного к АСКУЭ, входят все

показания и результаты измерений прибора учета электрической энергии, которые были использованы для формирования информации о количестве и иных параметрах электрической энергии.

2. Предоставления информации о количестве и иных параметрах электрической энергии в состав которой входят:

- объем принятой и отданной электрической энергии, учтенный по точке поставки, в том числе тарифным зонам и в почасовой или получасовой разбивке;
- объем принятой и отданной реактивной энергии, учтенный по точке поставки, в том числе тарифным зонам;
- порог превышения соотношения величин потребления активной и реактивной мощности, а также длительность отклонения соотношения потребления активной и реактивной мощности от предельного значения, установленного законодательством Российской Федерации в сфере электроэнергетики, и максимального значения отклонения в расчетном периоде по точке поставки;
- значения максимальных в каждые рабочие сутки расчетного периода почасовых объемов электрической энергии, учтенные по точке поставки в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки, и среднее арифметическое из данных значений за расчетный период;
- значения максимальной и минимальной фактической активной, реактивной и полной мощности по точке поставки;
- информация о величине резервируемой максимальной мощности;
- величина потерь электрической энергии в электрических сетях многоквартирных домов на участке цепи от общедомового учета электрической энергии до поквартирного, а также коммерческого учета электрической энергии;

- должна быть предусмотрена возможность автоматической и ручной корректировки соответствующего объема, определенного на основании показаний приборов учета электрической энергии, на величину потерь на участке сети от точки поставки до точки измерения;
- информация о нарушениях индивидуальных параметров качества электроснабжения (медленное изменение напряжение и перенапряжение) по точке измерения предоставляется за расчетный период пользователям системы в отношении точек измерения потребителей электрической энергии по показаниям приборов учета электрической энергии;
- параметр медленного изменения напряжения, определяемый суммарной продолжительностью времени положительного и отрицательного отклонения уровня напряжения в точке измерения электрической энергии считается нарушенным, если отклонение произошло на величину более 10% от номинального напряжения в интервале измерений, равном 10 минутам;
- параметр перенапряжения, определяемый количеством фактов положительного отклонения уровня напряжения в точке поставки электрической энергии считается нарушенным, если отклонение произошло на величину 20% и более от номинального напряжения;
- алгоритм определения объема принятой и отданной электрической энергии по точке поставки на основании результатов измерений приборов учета.

3. Полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги), а также возобновления подачи электрической энергии.

4. Установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев) по которым прибором учета электрической энергии, присоединённым к АСКУЭ, осуществляется суммирование объемов электрической энергии, в соответствии с дифференциацией тарифов (цен), предусмотренной законодательством (далее – тарифные зоны). Реализация данной функции должна обеспечивать удаленное изменение тарифных зон в приборе учета электрической энергии и возможность осуществить отнесение точек поставки обслуживаемых ими потребителей электрической энергии, осуществивших выбор дифференцированного тарифа, к советуемым тарифным зонам.

5. Передачи данных о параметрах настройки и событиях, зафиксированных прибором учета электрической энергии, присоединенным к АСКУЭ.

В состав указанных данных входят сведения:

- об изменении параметров настройки прибора учета электрической энергии;
- о коррекции времени прибора учета электрической энергии;
- о сбое, перерыве питания, работе от резервного (внутреннего) источника питания прибора учета электрической энергии;
- о включении (отключении) измерительных цепей прибора учета электрической энергии;
- о нарушении в подключении токовых цепей прибора учета электрической энергии;
- о выходе за заданные пределы значений параметров режима электрической сети по активной мощности, напряжению и частоте;
- о несанкционированном вмешательстве в работу прибора учета электрической энергии, в том числе о несанкционированном доступе к его программному обеспечению, параметрах и обрабатываемой им информации;

– о сбросе измеряемых значений электрической энергии (мощности).

Данные об изменениях настройки и событиях, зафиксированных компонентами АСКУЭ и прибором учета электрической энергии, должны содержать дату и время возникновения соответствующих изменений и (или) событий и (или) их окончания.

6. Передачи справочной информации.

В состав справочной информации входит информация в отношении точки поставки (точки измерения):

– уникальный идентификатор точки поставки, в соответствии с Методикой и порядком кодификации точек поставки (точек учета электрической энергии), устанавливаемые федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации, уполномоченный Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе;

– о пользователях системы по соответствующей точке поставки (точке измерений):

а) для юридических лиц - полное наименование и номер записи в Едином государственном реестре юридических лиц;

б) для индивидуальных предпринимателей - номер записи в Едином государственном реестре индивидуальных предпринимателей и дата ее внесения в реестр;

в) адрес энергопринимающего устройства;

г) номер договора энергоснабжения, лицевого счета физического лица.

– о характеристиках точки измерений: местах установки, типах и модификациях, регистрационных номерах средств измерений утвержденного типа согласно сведениям Федерального

информационного фонда по обеспечению единства измерений, заводских номерах применяемых приборов учета электрической энергии, трансформаторов тока (при наличии), трансформаторов напряжения (при наличии), их метрологических характеристиках, дате ввода в эксплуатацию, дате последней и следующей поверки, дате последней инструментальной проверки, дате последнего снятия результатов измерений с прибора учета электрической энергии.

7. Передачи архива данных.

8. Период предоставления информации из архива данных АСКУЭ должен составлять не менее 3,5 лет, но не ранее даты присоединения прибора учета электрической энергии к АСКУЭ.

9. Оповещения возможных недостоверных данных, поступаемых с приборов учета в случаях срабатывания индикаторов вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммой крышке прибора учета, факта события воздействия магнитных полей на элементы прибора учета, неработоспособности прибора учета вследствие аппаратного или программного сбоя, его отключения (после повторного включения), перезагрузки.

10. Информация в АСКУЭ о показаниях и результатах измерений приборов учета электрической энергии, информация о количестве и иных параметрах электрической энергии, предоставляемые пользователям системы, должна обновляться в отношении точек поставки потребителей электрической энергии не реже одного раза в сутки.

Требования к проектным решениям и оборудованию АСКУЭ:

- УСПД и другое оборудование, необходимое для организации АСКУЭ, должно монтироваться в антивандальные щитки в ВРУ-0,4 кВ МКД и при необходимости в этажных или квартирных распределительных щитах;

- ПУ должны быть установлены в соответствии с проектами энергоснабжения домов согласно ПУЭ. Не допускается применение промежуточных клеммников во вторичных цепях 3Ф ПУ трансформаторного включения;
- в составе оборудования должны присутствовать 1Ф ПУ, выполненные в малогабаритном корпусе со встроенным реле отключения нагрузки;
- должна быть предусмотрена защита от скачков напряжения;
- оборудование должно исправно работать в климатических условиях по 6 группе ГОСТ 22261.

Требования к разработке проектной документации по местам монтажа приборов учета электроэнергии АСКУЭ.

При разработке проекта размещения учесть:

- ПУ жилых помещений МКД должны монтироваться в имеющихся этажных или квартирных распределительных щитах, в том числе малогабаритных, с креплением на плоскость или на дин-рейку;
- ПУ нежилых помещений МКД должны монтироваться в антивандальные щитки на ГБП. При отсутствии технической возможности установки ПУ на ГБП, необходимо выполнить подключение энергопринимающих устройств нежилых помещений отдельными питающими кабельными линиями от ВРУ-0,4 кВ МКД с установкой ПУ в данном ВРУ.
- общедомовой учет электроэнергии МКД должен обеспечивать учет полного электропотребления МКД с учетом электропотребления нежилых помещений, за исключением электропотребления нежилых помещений, питающихся от отдельных вводов. Общедомовые ПУ должны монтироваться в ВРУ-0,4 кВ МКД.

Требования к ПУ:

1. Стоимость организации 1 (одной) точки учета АСКУЭ не должна превышать норматив цены, утвержденный Приказом Министерства энергетики РФ № 10 от 17.01.2019 г.

2. Измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности не хуже 1,0 по активной энергии и 2,0 по реактивной энергии (не хуже 0,5S по активной энергии и 1,0 по реактивной энергии для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения) и установленным интервалом между поверками не менее 16 лет для однофазных приборов учета электрической энергии и не менее 10 лет для трехфазных приборов учета электрической энергии.

3. Возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения).

4. Ведение времени в независимости от наличия напряжения в питающей сети с абсолютной погрешностью хода внутренних часов не более 5,0 секунд в сутки, а также с возможностью смены часового пояса.

5. Возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени.

6. Возможность учета активной и реактивной энергии с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов, а также по не менее чем четырем программируемым тарифным зонам, с не менее чем четырьмя диапазонами суммирования в каждом (далее – тарифное расписание).

7. Измерение и вычисление:

- фазного напряжения в каждой фазе;
- линейного напряжения (для трехфазных приборов учета электрической энергии);
- фазного тока в каждой фазе;

- активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной;
- значения тока в нулевом проводе (для однофазного прибора учета электрической энергии);
- небаланса токов в фазном и нулевом проводах (для однофазного прибора учета электрической энергии);
- углов сдвига между током и напряжением;
- коэффициентов мощности фаз;
- частоты электрической сети;
- нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или лучше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013);
- контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля.

8. Отображения на встроенном и (или) выносном цифровом дисплее как в ручном (с помощью кнопок), так и в автоматическом режимах:

- текущей даты и времени;
- текущих значений потребленной электрической энергии суммарно и по тарифным зонам;
- текущих значений активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты;
- значения потребленной электрической энергии на конец последнего программируемого расчетного периода суммарно и по тарифным зонам;
- индикатора режима приема и отдачи электрической энергии;
- углов сдвига между фазами;
- углов сдвига между векторами токов и напряжений;
- коэффициентов мощности фаз;
- текущего тарифного расписания;

- индикатора факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- индикатора вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке прибора учета электрической энергии;
- индикатора факта события воздействия магнитных полей на элементы прибора учета электрической энергии в соответствии с предельными значениями;
- индикатора неработоспособности прибора учета электрической энергии вследствие аппаратного или программного сбоя.

9. Отображение информации в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации (при этом обозначение активной электрической энергии в кВтч, реактивной в кВАрч).

10. Индикацию функционирования (работоспособного состояния) на корпусе и выносном дисплее (при наличии выносного дисплея).

11. Наличие трех интерфейсов связи для организации канала связи – оптического, импульсного и RS-485, а для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения дополнительно наличие цифрового электрического интерфейса связи Ethernet.

12. Защиту прибора учета электрической энергии от несанкционированного доступа, с помощью реализации в приборе учета:

- идентификации и аутентификации;
- контроля доступа;
- контроля целостности;
- регистрации событий безопасности в журнале событий.

13. Фиксирование несанкционированного доступа посредством энергонезависимой электронной пломбы клеммной крышки, на вскрытие корпуса (для разборных корпусов), а также воздействия постоянным и переменным магнитным полем.

14. Фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение).

15. Запись в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета электрической энергии с указанием даты и времени событий, результатов нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения (далее - ведение журналов событий, журнала качества) в объеме не менее чем на 500 записей по каждому журналу.

16. В журналах событий должны фиксироваться:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса прибора учета электрической энергии (для разборных корпусов);
- дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
- дата и время последнего перепрограммирования;
- дата, время, тип и параметры выполненной команды;
- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;
- попытка несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;
- изменения направления перетока мощности (для однофазных приборов учета электрической энергии и трехфазных приборов учета электрической энергии прямого включения);
- дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), с визуализацией индикации;
- факт связи с прибором учета электрической энергии, приведший к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования

(в том числе параметров ограничения режима потребления электрической энергии (управления нагрузкой) мощности потребления);

- дата и время отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- небаланс тока в нулевом и фазном проводе;
- отсутствие или низкое напряжение при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (кроме однофазных и трехфазных приборов учета прямого включения);
- отсутствие напряжения либо ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- инверсия фазы или нарушение чередования фаз (для трехфазных приборов учета электрической энергии);
- превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности;
- превышение заданного предела мощности.

17. Формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики.

18. Изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени, с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

19. Возможность полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управления нагрузкой), с использованием встроенного коммутационного аппарата, в том числе путем его фиксации в положении «отключено» непосредственно на приборе учета электрической энергии (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения) в случаях:

- запроса АСКУЭ;
- при попытке несанкционированного доступа (вскрытие клеммной крышки);
- вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем);
- превышения заданных в приборе учета электрической энергии пределов параметров сети;
- превышения заданного в приборе учета электрической энергии предела электрической энергии (мощности).

20. Возобновление подачи электрической энергии по запросу АСКУЭ, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении «включено» непосредственно на приборе учета электрической энергии.

21. Хранение профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом временем интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 90 суток.

22. Хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета электрической энергии данных по принятой и отданной активной и реактивной энергии с нарастающим итогом, на начало текущего и предыдущих 36 программируемых расчетных периодов.

23. Обеспечение некорректируемой регистрации и энергонезависимого хранения журналов событий, выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах электрической энергии, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения прибора учёта электрической энергии.

24. Возможность организации защищенного информационного обмена с использованием протоколов передачи данных, утвержденных на уровне национальных стандартов Российской Федерации, в том числе

передачи показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, передачи журналов событий и данных о параметрах настройки, а также удаленного управления прибором учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемые приборами учета электрической энергии, в том числе выполнение:

- корректировки текущей даты и (или) времени, часового пояса;
- изменения тарифного расписания;
- изменения паролей доступа к параметрам;
- программирования состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;
- программирования параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения и электрической мощности;
- программирование даты начала расчетного периода;
- программирования параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;
- изменения ключей шифрования (при их наличии);
- управления встроенным коммутационным аппаратом путем его фиксации в положениях «отключено» (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения).

25. Возможность передачи зарегистрированных событий в систему по инициативе прибора учета в момент их возникновения и выбор их состава.

26. Для приборов учета непосредственного включения необходимо наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата, используемого для полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управления нагрузкой). Реализация такой физической блокировки должна предусматривать возможность ее опломбирования.

Дополнительные требования к ПУ указаны в таблице 5:

Таблица 5 – Дополнительные требования к ПУ

Характеристика	Требования
Установка временных зон	В соответствии с интервалами тарифных зон суток, утвержденных на территории Самарской обл.
Автоматический переход на зимнее время	Отключен
Гарантия изготовителя, лет	Не менее 5

Продолжение таблицы 5

Дата госповерки однофазных ПУ	С давностью не более 12 месяцев с момента установки
Дата госповерки трехфазных ПУ	С давностью не более 6 месяцев с момента установки
Комплектация и упаковка	- паспорт; - программное обеспечение; - устройства для связи по интерфейсу; - индивидуальная упаковка, соответствующая документации предприятия-изготовителя.
Обязательная документация	- копия лицензии на изготовление средств измерений; - копия сертификата об утверждении типа средства измерения; - копия сертификата соответствия; - заверенная копия руководства по среднему ремонту; - руководство по эксплуатации (заверенную копию); - заверенная копия методики поверки.

2.4 Требования к результатам выполнения работ

По завершении всех работ в соответствии с настоящим Техническим заданием Исполнитель должен передать Заказчику следующий комплект документации:

- составленный Подрядчиком и утвержденный Заказчиком отчет о проведенном предпроектном обследовании на объектах АО «ТЭК»;
- составленный Подрядчиком и утверждённый Заказчиком перечень, и формы отчетных документов с описанием;
- подписанный Подрядчиком и Заказчиком Протокол защиты разработанной проектной документации;
- акты выполненных работ;
- выполненная Подрядчиком и утвержденная Заказчиком проектная документация на модернизацию и расширение АСКУЭ (со всеми согласованными с Заказчиком правками и уточнениями) по каждому МКД, указанному в п. 5 настоящего Технического задания.

2.5 Характеристика объекта автоматизации

Объектами разработки и внедрения АСКУЭ являются отдельно стоящие жилые многоквартирные дома с встроенными нежилыми помещениями (МКД) и здания многофункционального назначения (ЗМФН), расположенные на территории Автозаводского района, г. Тольятти, Самарской области.

Электроснабжение домов и зданий осуществляется по трехфазной схеме (нежилые помещения МКД, вводной учёт МКД и ЗМФН) и по однофазной схеме (квартиры, нежилые помещения МКД).

Энергоснабжение МКД и ЗМФН осуществляется от энергосетей АО «Самарская Сетевая Компания» (АО «ССК») через трансформаторные подстанции (ТП).

Существующий учёт электроэнергии организован:

1. В МКД: на базе однофазных (1Ф) и трехфазных (3Ф) приборов учёта (ПУ) механического и электронного типа. Все приборы учёта установлены внутри домов. Приборы 3ф учёта с PLC модемами устанавливаются на вводах домов.

2. В ЗМФН: на базе трехфазных (3Ф) приборов учёта (ПУ) электронного типа.

3. Установлен Сервер и ЭВМ диспетчера в ЦОД АО «Тольяттинская энергосбытовая компания», Самарская область, г. Тольятти, ул. Фрунзе, 31 А.

В объект автоматизации входят многоквартирные дома, жилые и нежилые помещения многоквартирных домов, здания многофункционального назначения, расположенные на территории Автозаводского района, г. Тольятти, Самарской области с малогабаритными щитами учёта абонентов квартир. Многоквартирные дома, жилые и нежилые помещения многоквартирных домов, здания многофункционального

назначения на территории Автозаводского района, г. Тольятти, Самарской области (подробное описание приведено в перечне многоквартирного дома АСКУЭ жилого и нежилого помещения многоквартирного дома, здания многофункционального назначения на территории Автозаводского района, г. Тольятти, Самарской области, таблица 6):

- количество МКД – 1 шт.
- количество подъездов в МКД – 3 шт.;
- количество электрощитовых (ВРУ-0,4 кВ) в МКД – 2 шт.;
- количество лифтов – 6 шт.;
- установка щитов УСПД в щитовой (ВРУ) – 2 шт.;
- замена трехфазного ПУ трансформаторного включения в ВРУ – 4шт.;
- замена трехфазного ПУ прямого включения в ВРУ – 8шт.;
- замена силовых линий от общедомовой сети до пакетного выключателя 50 шт.

Таблица 6 – Перечень информации по приведенному МКД

Наименование потребителя	кол-во этажей жилого дома	кол-во подъездов	Кол-во электро щитовых (ВРУ-0,4 кВ)	Кол-во 3Ф ПУ (общедомовых)	Кол-во 1Ф ПУ (квартир)	Кол-во нежилых помещений (офисов)
Революционная ул, дом № 7, корпус 1	12	2	3	12	494	0

2.6 Структура комплекса технических средств АСКУЭ

Проектируемая АСКУЭ отдельно стоящих жилых МКД с встроенными нежилыми помещениями, расположенными на территории, г. Тольятти, Самарской области представляет собой комплекс программно-технических средств, включающих:

- микропроцессорные многофункциональные счетчики электрической энергии типа AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1), AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1), AD11A.1(I)-BLRsZ-R-TW (1-2-1);
- оборудование связи;
- УСПД RTR8A.LG-1-2(RTR8A.LG-2-1);
- сервера: приложений, резервного копирования и базы данных АСКУЭ (поставляемые);
- программное обеспечение «Телескоп+» (поставляемое).

Первый уровень - состоит из установленных на объектах контроля микропроцессорных счётчиков электроэнергии, техническими средствами приемапередачи данных и измерительных трансформаторов тока, подключенных к счетчикам. Для передачи измерительной информации на вышестоящий уровень используются линии питания с помощью PLC-сигнала.

В проекте на всех точках коммерческого учета предусматриваются счетчики типа AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1), AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1), AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1). Счетчики электроэнергии имеют класс точности 1,0 и 0,5S при измерении активной электроэнергии, и 1,0 при измерении реактивной электроэнергии соответственно.

Счетчики AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1) имеют встроенный PLC модем и встроенное реле. AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1) имеют PLC модем. AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1) имеют встроенный GPS/GPRS модем и PLC модем. Все выбранные счетчики поддерживают передачу данных по резервному радио-интерфейсу RF (868 МГц).

Подключение трехфазных счетчиков к измерительным трансформаторам выполнено без применения специализированных клемм (испытательных колодок), обеспечивающих замену электросчетчика и подключение образцового счетчика без отключения присоединения.

«Описание оборудования первого уровня АСКУЭ (измерительные трансформаторы тока, электросчётчики) приведено в пункте 2.7.

Второй уровень – уровень маршрутизатора состоит из УСПД, встроенных в УСПД PLC модемов и GSM/GPRS модемов, которые обеспечивают сбор информации со счетчиков. Команды в системе передаются с верхнего уровня (ЦОД) к нижнему (счетчики). В обратном направлении, снизу вверх, передаются данные по потреблению, а также служебные данные.

Описание оборудования второго уровня АСКУЭ (УСПД и GPRS модемы) приведено в пункте 2.8.

Третий уровень – уровень ЦОД состоит из сервера базы данных АСКУЭ и технических средств приема-передачи данных.

«Передача информации от УСПД к серверу осуществляется по средствам GPRS связи. С помощью этого уровня осуществляются такие функции как:

- сбор информации от УСПД;
- математическую обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее репликацию для взаимодействия с внешними информационными системами;
- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-ти минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электроэнергии за любой контролируемый интервал» [19].

ЦОД состоит из сервера баз данных АСКУЭ (SQL-сервера) и аппаратуры приема-передачи данных. Описание оборудования третьего уровня АСКУЭ (ЦОД и сервер БД) приведено в пункте 2.9.

2.7 Комплекс технических средств точек учета

«Технические средства каждой точки измерения включают в свой состав:

1) измерительные компоненты:

- измерительные трансформаторы тока;
- многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии и мощности;
- линии присоединения счетчика к измерительным трансформаторам тока» [19].

2) связующие компоненты:

- каналы GPRS связи УСПД с ЦОД;
- встроенные PLC модемы, преобразующие каналы передачи данных.

2.7.1 Измерительные трансформаторы тока

В системе используются существующие измерительные трансформаторы тока Т-0,66 УЗ производства ОАО "Самарский трансформатор", г. Самара. Трансформаторы тока Т0,66 УЗ зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений под №22656-07 и имеют межповерочный интервал 8 лет. Трансформаторы тока соответствуют ГОСТ 77462001. Класс точности 0,5. Трансформаторы тока имеют клеммную крышку, позволяющую опломбировку.

2.7.2 Электросчетчики

В системе используются многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии типа AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1), AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1), AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1) предназначенные для учета активной и реактивной электрической энергии прямого направления. Счетчик измеряет напряжение (фазное и межфазное), ток по каждой фазе сети, коэффициент мощности, частоту сети, текущее время дату, температуру внутри счетчика.

Кроме того, счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии.

Счетчики типа:

- AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1);
- AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1);
- AD13A.3(I)-BLRsZ-2r-W (3-6-1).

Зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений под № 59220-14 и №71507-18 соответственно. Счетчики имеют техническое описание, руководство пользователя, руководство по эксплуатации, методику поверки и свидетельства об утверждении типа. Счетчики поставляются с завода ООО "Матрица" вместе с вышеперечисленными документами.

«Основные технические характеристики трехфазных счетчиков, устанавливаемых на вводах домового учета AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1):

- классы точности: 0,5S по активной энергии, 1,0 – по реактивной энергии;
- номинальное напряжение, В: $3 \times (230)/400\text{В}$;
- номинальный (максимальный) ток, А: 5 (10);
- потребление цепей напряжения: $\leq 24\text{ ВА}$;
- потребление цепей измерения: $\leq 1,2/10,0\text{ ВА}$ на фазу;

- диапазон рабочих температур: - 40 ... + 70 °С;
- интервал между поверками: - 16 лет;
- средняя наработка на/до отказ(а): - 230000 часов;
- хранение накопленных 30 или 60 мин. данных и /или суточного потребления не менее: 170 суток;
- габариты (длина, ширина, высота), мм 280x180x68 мм» [20].

«Основные технические характеристики трехфазных счетчиков, устанавливаемых на вводах домового учета AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1):

- классы точности: 1,0 по активной энергии, 1,0– по реактивной;
- номинальное напряжение, В: $3 \times (230) / 4$;
- номинальный (максимальный) ток, А: 5 (100);
- потребление цепей измерения: $\leq 1,2 / 10,0$ ВА на фазу;
- диапазон рабочих температур: - 40 ... + 75 °С;
- интервал между поверками: - 16 лет;
- средняя наработка на/до отказ(а): - 230000 часов;
- габариты (длина, ширина, высота), мм 280x180x68» [20].

«Основные технические характеристики трехфазных счетчиков, устанавливаемых на вводах домового учета AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1) матрица:

- классы точности: 1,0 по активной энергии, 2,0; – по реактивной;
- номинальное напряжение, В: 230;
- номинальный (максимальный) ток, А: 80;
- потребление цепей напряжения: ≤ 24 ВА;
- потребление цепей напряжения: $\leq 1,3$ Вт/ 10,0 ВА;
- диапазон рабочих температур: - 40 ... + 70 °С;
- интервал между поверками: - 16 лет;
- средняя наработка на/до отказ(а): - 230000 часов;
- габариты (длина, ширина, высота), мм 213,5x127,5x62» [20].

Прибор учета электроэнергии должен соответствовать параметрам надежности.

«Счетчик обеспечивает следующие параметры надежности:

- возможен визуальный контроль информации на счетчике;
- ведение журнала(ов) событий (журнал событий, журнал показателей качества электроэнергии, журнал превышения порога мощности и статусный журнал);
- модемы PLC, используемые для передачи информации от прибора учета до УСПД по силовой сети встроены в прибор учета;
- приборы учета установлены внутри квартир и на лестничных площадках в щитках согласно ПУЭ;
- счетчики AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1) имеют возможность дистанционного выключения и включения питания потребителя и имеют встроенное реле на 80А на фазу» [20].

Счетчики AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1) Меркурий 234 ARTM-03(02) PB.L2 и Меркурий 234 ARTM-03 PB.G подключены через промежуточные клеммники, обеспечивающие безопасное проведение замены или проверки прибора учёта. Устанавливаемое оборудование и приборы учета защищены от несанкционированного проникновения и вандализма.

«Счетчик обеспечивает следующие параметры защищенности:

- защиту от несанкционированного механического доступа, корпус пломбируется изготовителем и поверителем, крышка клеммной колодки пломбируется эксплуатирующей организацией;
- программную защиту (установка паролей) от несанкционированного изменения параметров, а также от записи;
- программную защиту от несанкционированного изменения параметров, измеренных данных и журналов событий;
- программную защиту от несанкционированного предоставления информации;

- сохранение информации в журнале событий при отсутствии питания;
- для защиты счетчиков при параметрировании на каждый счетчик устанавливается свой пароль» [20].

«Счетчики обеспечивают следующие параметры функциональной полноты:

- возможность проводить автоматический учет приращений активной и реактивной электроэнергии с цикличностью измерения 60 минут;
- возможность установки и измерения времени и интервалов времени;
- класс точности счётчиков коммерческого учета:
 - а) активной энергии (прямого направления) – 0,5S для AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1);
 - б) активной энергии (прямого направления) – 1,0 для AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1);
 - в) активной энергии (прямого направления) – 1,0 для AD11A.1(I)-BLRs-Z-R-TW (1-2-1);
 - г) реактивной энергии (прямого направления) – 1,0 для AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1);
 - д) реактивной энергии (прямого направления) – 1,0 AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1);
 - е) реактивной энергии (прямого направления) – 1,0 AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1);
- хранение в энергонезависимой памяти профиля нагрузки;
- измерение активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление электроэнергии за интервалы времени (приращение электроэнергии);
- измерение мгновенной мощности;
- ведение встроенного календаря и часов;
- предоставление измеренных данных и журналов событий счетчика;

- подключение цифровых интерфейсов компонентов АСКУЭ, в том числе автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования» [20].

«Счетчик обеспечивает следующие параметры автоматизации:

- точность хода энергонезависимых часов не хуже $\pm 0,5$ с/сут с внешней автоматической коррекцией;
- автоматическое хранение в энергонезависимой памяти профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 170 суток;
- автоматическую самодиагностику при включении питания, по расписанию и по внешнему запросу» [20].

2.8 Комплекс технических средств УСПД

Комплекс технических средств устройства сбора и передачи данных (УСПД) состоит из УСПД, PLC-модемов и силовых линий для передачи PLC сигнала посредством встроенных в счетчики PLC модемы.

УСПД RTR8A.LG-1-2 имеет порт Ethernet для непосредственного подключения к нему ноутбуком или персональным компьютером для считывания данных с УСПД или настройке УСПД при необходимости.

Для возможности удаленного подключения к УСПД RTR8A.LG-1-2 необходимо подключить к устройству антенну и установить SIM карту с активированными услугами CSD или GPRS. УСПД RTR8A.LG-1-2 обеспечивает возможность удаленного доступа по GPRS каналу с фиксированным или динамическим IP адресом, а также модемный доступ по CSD.

Комплект поставки предусматривает комплект конфигурационного ПО. Возможное суммарное количество приборов учёта, опрашиваемых одним УСПД в пределах одной сети или ввода 0,4 кВ не более 1000 точек учета.

УСПД RTR8A.LG-1-2 осуществляет самостоятельный обмен данными с электросчётчиками по заранее заданной программе опроса с сохранением полученной информации в собственной энергонезависимой памяти, либо довосстановления данных из энергонезависимой памяти приборов учета на необходимую глубину [21].

УСПД RTR8A.LG-1-2 имеет следующие характеристики:

Контроллер имеет в своем составе:

- количество каналов учета, общее: - не более 1000;
- цифровые интерфейсы RS-485, PLC-II, Ethernet;
- напряжение питания контроллера, В: - 230;
- мощность потребления, ВА: - 30;
- диапазон рабочих температур, °С - от - 40 до + 70;
- габаритные, не более, мм – 184x261,8x87,8.

«УСПД RTR8A.LG-1-2 обеспечивает:

- обеспечивает выработку текущего астрономического времени и календаря с помощью энергонезависимых часов;
- УСПД позволяет производить коррекцию значения текущего времени на величину ± 30 с один раз в сутки, время и величина коррекции часов регистрируются и сохраняются в памяти;
- позволяет производить синхронизацию времени в пределах ± 30 с один раз в сутки, при этом УСПД может служить как приемником, так и источником команд синхронизации;
- синхронизация времени в счетчиках электроэнергии, подключенных по интерфейсу RS-485, PLC или радиointерфейсу в соответствии со своим текущим временем;
- осуществляет переход на летнее и зимнее время (без потери информации) автоматически, в заданные моменты времени, а также запрет перехода на летнее и зимнее время;

- имеет возможность чтения данных, чтения и изменения параметров по двум независимым интерфейсам: RS-485, Ethernet, GSM/GPRS, в зависимости от исполнения УСПД;
- обеспечивает автоматическое тестирование функциональных узлов и модулей с занесением результатов тестирования в журнал (при отрицательном результате тестирования);
- хранит время и результат последнего самотестирования (автоматического или по команде)» [20];
- УСПД обеспечивает сбор, вычисление, упорядочивание в базе данных и хранение в энергонезависимой памяти следующей информации:
 - а) энергии (мощности) технического профиля;
 - б) энергии (мощности) коммерческого профиля;
 - в) энергии за сутки (по тарифам);
 - г) энергии с начала суток, энергии за месяц, энергии с начала месяца;
 - д) эквивалентов текущих показаний счетных механизмов;
 - е) эквивалента текущих показаний счетных механизмов на конец суток;
 - ж) эквивалента текущих показаний счетных механизмов на конец месяца.
- обеспечивает хранение журналов событий и передачу их по запросу.

Для обмена информацией между приборами учета и УСПД используются каналы связи, организованные по принципу PLC. В АСКУЭ между УСПД и ЦОД организован информационный обмен по GSM/GPRS каналам связи. УСПД устанавливается в шкафах связи в МКД.

2.9 Комплекс технических средств ЦОД

В состав КТС ЦОД входит следующее оборудование АСКУЭ:

- сервер приложений;
- сервер базы данных;
- сервер резервного копирования;
- коммутаторы;
- технические средства приема-передачи данных;
- источник бесперебойного питания.

Проектом предусматривается применение уже существующего ЦОДа, установленного в АО «Тольяттинская энергосбытовая компания».

Интерфейсы:

«Интерфейс RS-232 – последовательный интерфейс, соответствующий стандарту EIA RS-232-C, известный также как интерфейс ССИТ V.24. используется для программирования сервера:

- количество каналов: $1 \div 8$;
- варианты исполнения: "нуль - модем";
- скорость обмена: от 1200 до 115200 бит/с;
- длина кабеля связи: не более 15 м.

Сетевой интерфейс:

- физическая среда - в соответствии со стандартом Ethernet;
- максимальное удаление абонентов сети - 100 м;
- максимальная скорость обмена – 10/100 Мбит/сек;
- максимальное количество абонентов – 126» [20].

Средства приема-передачи данных:

Прием-передача данных между ЦОД и УСПД осуществляется по GSM/GPRS каналу.

ЦОД обеспечивает следующие параметры надежности:

- контроль и восстановление питания и т.п.;
- контроль достоверности и восстановление данных.
- ЦОД обеспечивает следующие параметры защищенности:

- механическая защита от несанкционированного доступа, путем закрытия на механические замки, пломбирование и маркирование;
- доступ пользователям на ЦОД защищается паролем;
- возможность установки параметров, в том числе расчётных коэффициентов измерительных каналов.

«ЦОД обеспечивает следующие функции:

- автоматизированное ежесуточное, ежемесячное сведение баланса в точках: фидер Вводной – потребление абонентов от фидера (потребление «Общее» и потребление «по тарифам»);
- дистанционное отключения и включения питания абонентов по определенным условиям (автоматически по условию или по команде диспетчера);
- получение по запросу с ПО верхнего уровня, информации о текущем состоянии счетчиков и их работоспособности, автоматической коррекции точного времени на всех приборах системы, дистанционной коррекции параметров счетчика, в том числе времени и тарифного расписания;
- при организации опроса за требуемый период автоматическое определение в базе данных точек учета (счетчиков) с неполными данными или неопрошенных счетчиков и автоматический запуск (или повторный запуск) их на опрос для получения недостающих данных; визуальный вывод информации о неопрошенных или неисправных приборах учета для диспетчера в отделении;
- регулирование трафика опроса для минимизации затрат на оплату GSM/GPRS связи;
- автоматическое резервирование всех полученных данных и настроек системы и ПО для последующего восстановления в случае сбоев;

- разгрузка базы данных за прошедший период с последующим архивированием удаленных данных для их восстановления при необходимости;
- автоматизированная выписка счетов на оплату электропотребления абонентам в автономном режиме;
- обеспечение импорта данных по показаниям счётчиков на заданное число месяца и заданное время суток в концентраторы сбора данных (УСПД);
- сбор, передачу и хранение в базе данных АСКУЭ исходной информации, полученной от первичных измерительных комплексов;
- генерацию отчетных форм требуемого вида;
- выдачу на экран и на печать (в виде документов первичного учета) исходной информации, полученной от первичных измерительных комплексов;
- хранение метрологических характеристик измерительных комплексов, измерительных каналов;
- проверку полноты и корректности полученной информации на основании заданного набора критериев;
- проверку достоверности данных в соответствии с утвержденной процедурой;
- интеграцию данных по точкам учета и формирование отчетной информации по балансу электроэнергии на заданном интервале времени;
- генерацию отчетных форм требуемого вида;
- формирование информации по учету электроэнергии и мощности по присоединениям» [20].

«Кроме того, ЦОД обеспечивает выполнение общесистемных функций:

- связь отдельных аппаратно-программных компонентов комплекса (общесистемных и технологических) в единое целое;

- ведение баз данных и работу с приложениями;
- обеспечение прав доступа пользователей к системе;
- поддержку единого времени в системе;
- самодиагностику и другие условия» [20].

На сервере АО «Тольяттинская энергосбытовая компания» для сбора данных АСКУЭ установлено программное обеспечение «Телескоп+».

2.10 Размещение технических средств

Однофазные и трехфазные счетчики электроэнергии прямого включения устанавливаются внутри квартир и на лестничных площадках многоквартирных домов. В период выполнения монтажных работ особое внимание должно быть уделено проведению ревизии средств коммерческого учета (измерительных цепей, измерительных ТТ и ТН, электросчетчиков) и защиты от несанкционированного доступа. Проектные решения приведены в основном комплекте на рисунке 4.

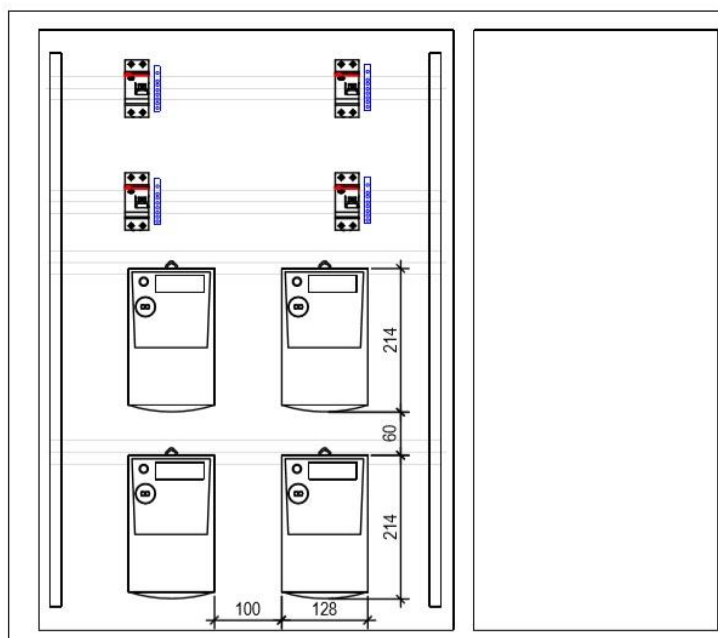


Рисунок 4 – Вариант установки счетчиков электроэнергии прямого включения в этажно щите

Примечание:

- 1) вариант установки четырех счетчиков для подключения четырех абонентов в одном этажном щите;
- 2) подключение выполняется существующими проводами.

Общее количество этажных щитов с четырьмя счетчиками – 144 шт.

Использование счетчиков для одного присоединения:

- AD11A.1(I)-BLRsZ-R-TW (1-2-1) в количестве 4 шт;
- $U_n = 230\text{В}$, $I_n = 80\text{А}$, RS-485, класс точности 1.0.

Использование счетчиков для всех присоединений:

- AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1) в количестве 432 шт;
- $U_n = 3 \times 230/400\text{В}$, $I_n = 10-100\text{А}$, RS-485, класс точности 1.0.

Измерительные трехфазные счетчики трансформаторного включения устанавливаются соответственно в существующие места на вводах отдельно стоящих жилых многоквартирных домов с встроенными нежилыми помещениями многоквартирного дома схема подключения показана на рисунке 5.

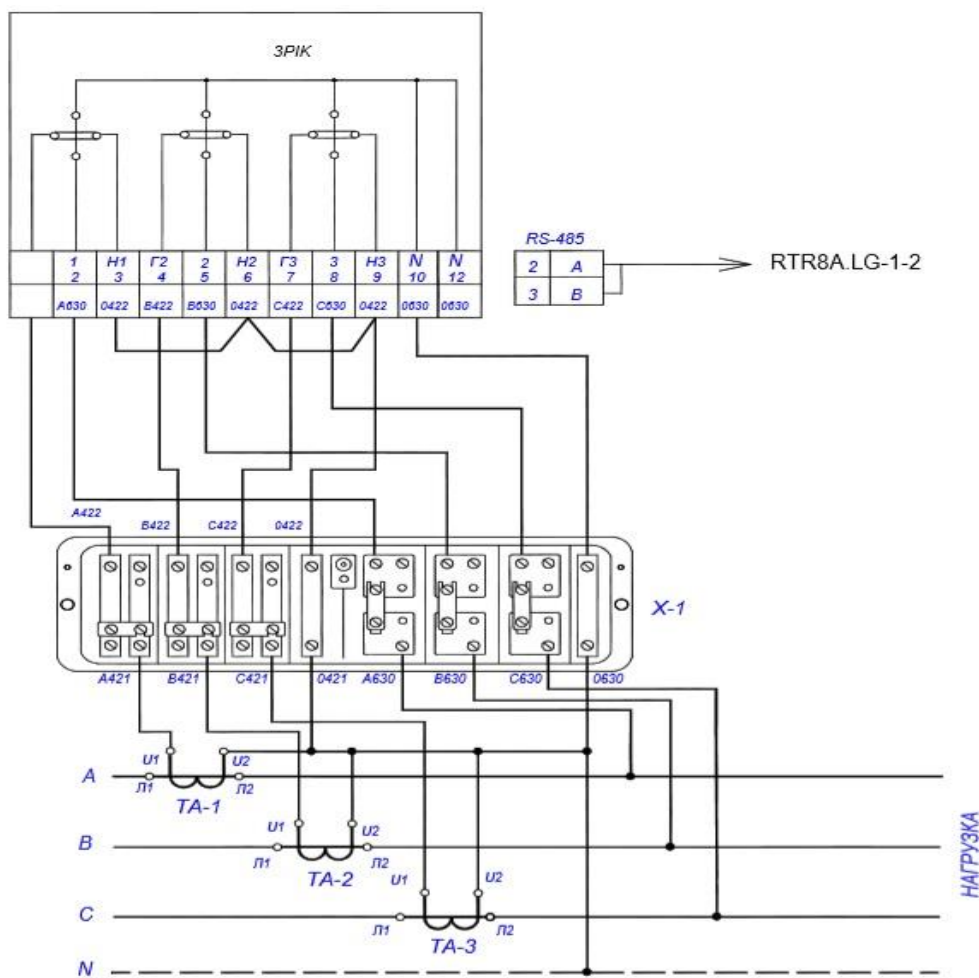


Рисунок 5 – Схема подключения 3Ф счетчиков трансформаторного включения

Примечание:

- 1) схема для подключения 3-х фазных счетчиков трансформаторного включения;
- 2) подключение счетчиков выполняется в соответствии с данной схемой;
- 3) подключение производится существующими проводами.

Использование счетчиков для одного присоединения:

- AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1) в количестве 4 шт;
- $U_H = 3 \times 230/400V$, $I_H = 5A$, RS-485, класс точности 0.5S.

Схемы соединений и подключения проектируемого комплекса технических средств приведены в комплекте на рисунках 6, 7, 8.

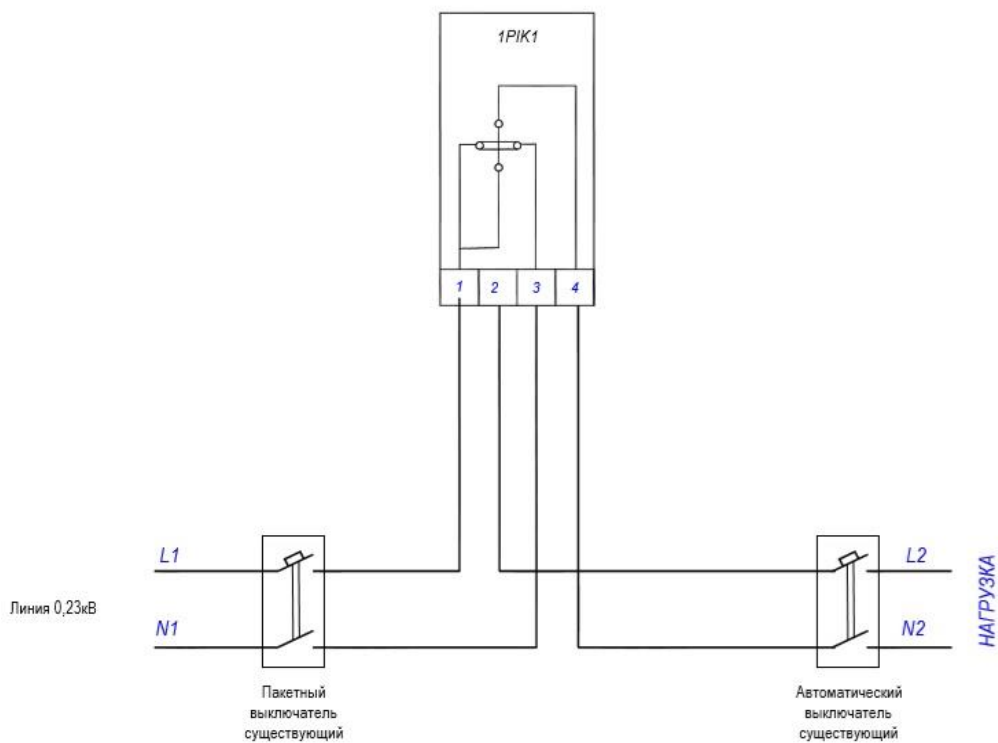


Рисунок 6 – Схема подключения 1Ф счетчиков

Примечание:

- 1) схема для подключения 1-х фазных счетчиков прямого включения;
- 2) вновь устанавливаемый счетчик взамен существующего, устанавливается в существующий щиток (офисный, межэтажный квартирный) или на существующую панель;
- 3) подключение счетчиков выполняется в соответствии с данной схемой;
- 4) подключение счетчиков и автоматических выключателей производится существующими проводами;
- 5) схема выполнена для одного бытового потребителя и применима для остальных аналогичных точек подключения.

Использование счетчиков для одного присоединения:

- AD11A.1(I)-BLRsZ-R-TW (1-2-1) в количестве 1 шт;
- $U_n = 230В$, $I_n = 80А$, RS-485, класс точности 1.0.

Использование счетчиков для всех присоединений:

- AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1) в количестве 493 шт;
- $U_H = 3 \times 230/400V$, $I_H = 10-100A$, RS-485, класс точности 1.0.

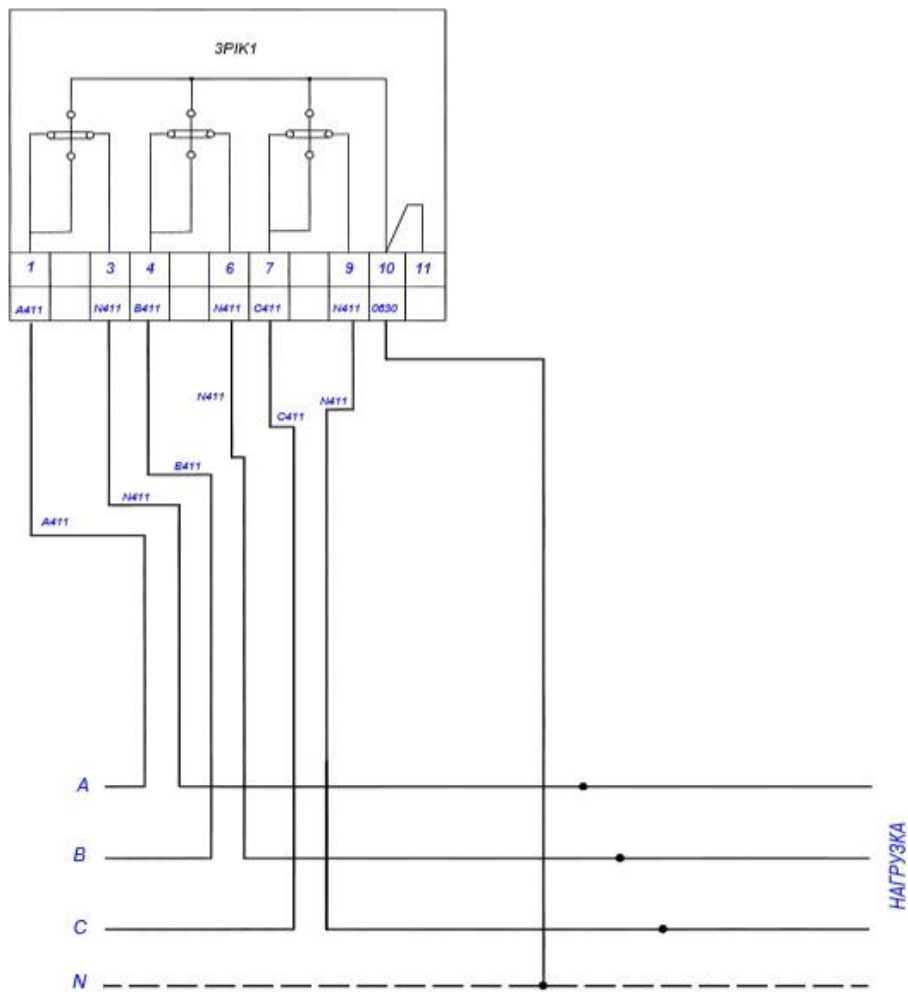


Рисунок 7 – Схема подключения 3Ф счетчиков

Примечание:

- 1) схема для подключения 3-х фазных счетчиков прямого включения;
- 2) подключение счетчиков выполняется в соответствии с данной схемой;
- 3) подключение производится существующими проводами.

Использование счетчиков для одного присоединения:

- AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1) в количестве 1 шт;
- $U_H = 3 \times 230/400V$, $I_H = 10-100A$, RS-485, класс точности 1.0.

Использование счетчиков для всех присоединений:

- AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW (2-5-1) в количестве 4 шт;
- $U_H = 3 \times 230/400V$, $I_H = 10-100A$, RS-485, класс точности 1.0.

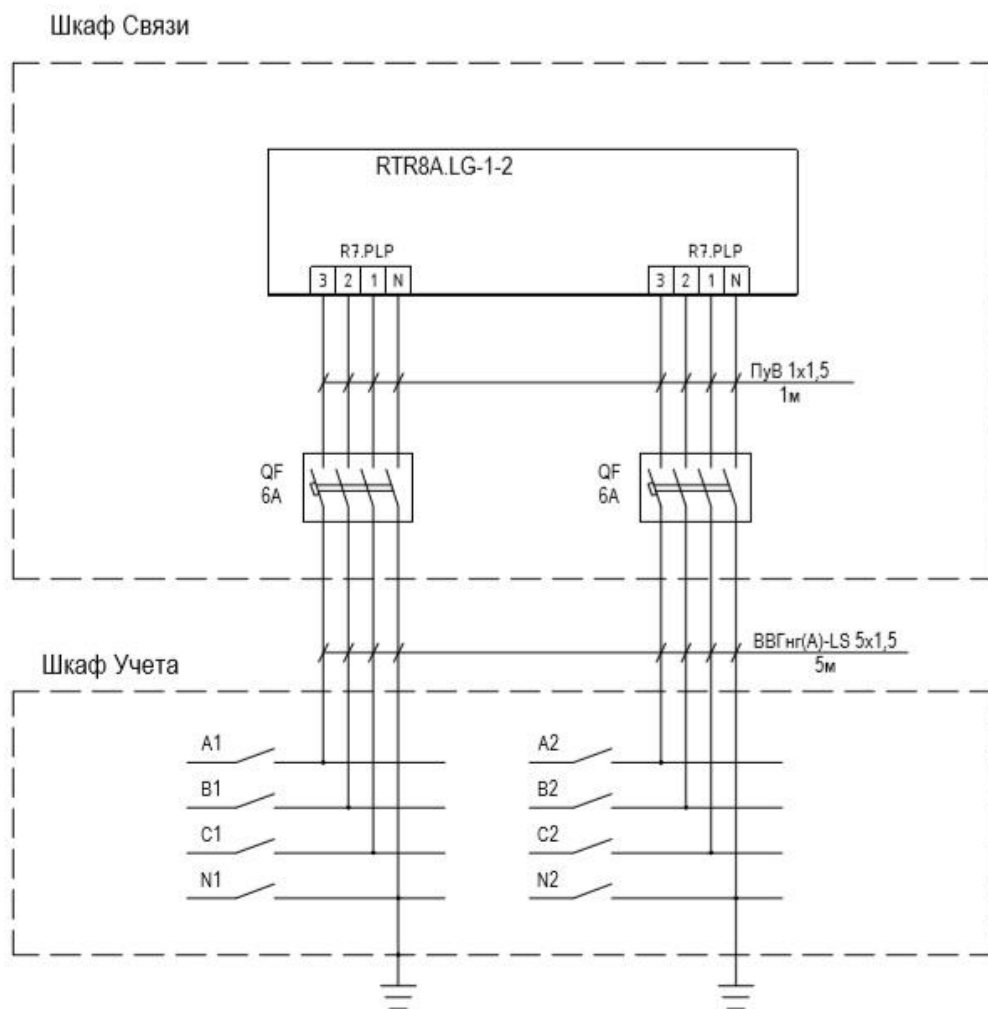


Рисунок 8 – Схема подключения УСПД

Примечание:

- 1) схема для подключения УСПД;
- 2) подключение УСПД выполняется в соответствии с данной схемой;
- 3) подключение УСПД в шкафу связи производится проводом ПуВ 1x1,5;
- 4) заземление шкафа связи выполняется проводом ПуВГ 1x4 желто-зеленым.

Таблица 7 – Перечень элементов для одного УСПД

Обозначение	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
A1	УСПД RTR8A.LG-1-2	шт.	1
QF	Автоматический выключатель 4р ВА47-29 6А, «С»	шт.	2
–	Розетка на DIN-рейку 2К +3, -250В, 16А Рар 10-3-ОП	шт.	1
–	Провод ПуВ 1х1,5	м	4
–	Провод ВВГнг(А)-LS 5х1,5	м	10
–	Гофрорукав D16 с клипсами	м	8
–	Провод ПуВГ 1х4 желто-зеленый	м	5

Таблица 8 – Перечень элементов для всех присоединений

Обозначение	Наименование	Ед.изм.	Кол-во
A1	УСПД RTR8A.LG-1-2	шт.	2
QF	Автоматический выключатель 4р ВА47-29 6А, «С»	шт.	4
–	Розетка на DIN-рейку 2К +3, -250В, 16А Рар 10-3-ОП	шт.	2
–	Провод ПуВ 1х1,5	м	4
–	Провод ВВГнг(А)-LS 5х1,5	м	20
–	Гофрорукав D16 с клипсами	м	16
–	Провод ПуВГ 1х4 желто-зеленый	м	10

Корпуса шкафного оборудования подсоединяются к существующим контурам заземления, а ИБП к источнику напряжения ~ 230 В гарантированного электроснабжения.

Заземление устройств АСКУЭ предусмотрено для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала. Путем присоединения

шкафов, панелей и корпусов устройств к контурам заземления зданий выполняется защитное заземление.

2.11 Защита от несанкционированного доступа

В соответствии с классификацией АС по РД Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации», АСКУЭ относится к системе, соответствующей классу защищенности 2Б.

Предусмотрено обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчика, при этом защита обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.).

Предусмотрено обеспечение аппаратной и программной защиты от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных УСПД на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.).

Предусмотрено обеспечение программной защиты (уровни доступа) от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных в ЦОД и БД Телескоп.

2.12 Программные средства

Сервер ЦОД защищается от несанкционированного доступа средствами разграничения доступа.

Операционные системы «MS Windows Server 2008» и СУБД «MS SQL Server 2008».

Каждый пользователь АСКУЭ имеет индивидуальный пароль. Система сконфигурирована так, что позволяет обеспечить доступ к каждой задаче только с определенных рабочих мест.

«В АСКУЭ МКД, расположенных на территории г. Тольятти, Самарской области обеспечено:

- обязательная идентификация всех пользователей при входе в систему, обращении к устройствам, программам и данным, сопровождаемая проверкой подлинности пользователя с помощью пароля;
- идентификация устройств по логическим именам и адресам;
- протоколирование процедур регистрации пользователя в системе и выхода из нее с указанием даты, времени, имени пользователя, результата проверки подлинности;
- защита протоколов процедур и обращений от корректировки пользователями;
- предоставление права просмотра протоколов определенной категории пользователей;
- наличие средств восстановления, ведение периодического резервного копирования, контроль работоспособности копий;
- порядок проведения резервного копирования и восстановления данных, откат системы до предыдущего работоспособного состояния» [27].

2.13 Аппаратные средства

Аппаратные средства защиты обеспечивают защиту, как от несанкционированного изменения параметров системы, так и от влияния окружающей среды.

Для защиты от несанкционированного доступа пломбируются (или маркируются): электросчетчики, сервер.

В качестве средства пломбирования допустимо использовать пломбу-наклейку со специальным защитным термослоем, при вскрытии которой проявляется надпись.

2.14 Решения по численности, квалификации и функциям персонала

Оперативный персонал формируется для эксплуатации системы, также оперативный персонал делится на эксплуатационный персонал и пользователей системы. Лица из числа оперативного и административно-технического персонала АО «Тольяттинская энергосбытовая компания» являются пользователями системы.

«В состав эксплуатационного персонала входят:

- системный программист-администратор, поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях;
- инженер по обслуживанию оборудования;
- инженер-системотехник, поддерживает работоспособность технических средств АСКУЭ;
- ремонтный персонал – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АСКУЭ» [28].

2.15 Обучение и проверка квалификации персонала

Обучение персонала происходит по следующим этапам:

- 1) обучение персонала АО «Тольяттинская энергосбытовая компания» по работе с оборудованием и ПО АСКУЭ;
- 2) подготовка плана программы обучения;

- 3) проведение лекционных и практических занятий для отработки и закрепления навыков и полученных знаний;
- 4) подготовка контрольных вопросы для проверки усвоения знаний и практических навыков;
- 5) подготовка тестовой, учебной среды для проведения практических занятий;
- б) в ходе обучения рассматриваются и практически отрабатываются с выполнением контрольных заданий следующие темы:
 - общее описание АСКУЭ, описание назначения и взаимодействия прикладных программных компонентов;
 - конфигурирование: методы и способы настройки прикладных программных компонентов сервера АСКУЭ (Сервер первичного опроса данных, Служба первичного опроса данных с УСПД, и всех других программных компонентов и служб);
 - методы, средства и способы управления прикладными программными компонентами сервера АСКУЭ; консоли, веб интерфейсы, детальное описание их функций, настроек и инструментов;
 - настройка, методы, средства и способы управления резервным копированием в АСКУЭ, включая создание резервных копий и восстановления баз данных серверов первичного опроса, других серверов, а также иных возможно имеющихся в составе сервера АСКУЭ;
 - поиск и устранение типичных неисправностей сервера АСКУЭ с анализом корректности сохранения сессий в базе данных сервера первичного опроса, устранением ошибок в конфигурационной информации в таблице хранения глобальных параметров, устранением ошибок хранения сессий загрузки, коррекцией параметров автоматического опроса

УСПД, настройка расписания выполнения загрузки, проведение мониторинга целостности базы данных, ручная загрузка данных и проверка корректности выполнения всех вышеприведенных действий.

2.16 Техническое обслуживание составных частей системы

Периодичность и способ обслуживания описан в документации на конкретные устройства. Обслуживание технических компонентов заключается в поддержании их в рабочем состоянии.

Измерительные компоненты системы подлежат периодической поверке, сроки очередной поверки указаны в соответствующей документации.

Ремонтные работы производятся при отказе следующих составляющих АСКУЭ:

- отказ в работе электросчетчика;
- отказ в работе линий связи;
- отказ в работе аппаратных средств;
- отказ в работе программных средств.

При отказе в работе (выдаче неправильных или недостоверных значений) электросчетчика, проводится его замена на аналогичный счетчик, имеющий поверочное клеймо, с последующей сверкой показаний нового счетчика с данными АСКУЭ.

При отказе в работе линий связи производится восстановление технических возможностей линий.

2.17 Вывод по разделу 2

Во второй главе был рассмотрен один из вариантов проекта построения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии с последующим внедрением его в жилой фонд г. Тольятти. Системы АСКУЭ можно поделить на три уровня:

Первый уровень – состоит из установленных на объектах контроля микропроцессорных счётчиков электроэнергии, техническими средствами приема-передачи данных и измерительных трансформаторов тока, подключенных к счетчикам. Измерительная информация посредством передачи ее на вышестоящий уровень используют линии питания с помощью PLC-сигнала.

Второй уровень – уровень маршрутизатора состоит из УСПД, встроенных в УСПД PLC модемов и GSM/GPRS модемов, которые обеспечивают сбор информации со счетчиков. Команды в системе передаются с верхнего уровня (ЦОД) к нижнему (счетчики). В обратном направлении, снизу вверх, передаются данные по потреблению, а также служебные данные.

Третий уровень – уровень ЦОД состоит из сервера базы данных АСКУЭ и технических средств приема-передачи данных. Передача информации от УСПД к серверу осуществляется по средствам GPRS связи.

Так же рассмотрены решения по установке технических средств, рекомендации по обучению персонала, квалификации и функциям персонала, и дальнейшему техническому обслуживанию составных частей системы.

3 Оценка технико-экономических показателей проекта внедрения АСКУЭ для потребителей розничного рынка электрической энергии

АО «ТЭК» детально изучило многолетний опыт создания и эксплуатации АСКУЭ. Оценка эффективности использования автоматизированных систем при расчетах потребления электрической энергии юридических и физических лиц, а также на общедомовые нужды показывает, что оборудованные ею объекты многофункционального назначения, многоквартирные дома и дома индивидуальной постройки не имеют проблем.

Целесообразность и эффективность использования данной системы при решении проблем с высоким ОДН, своевременных контрольных съемов показаний индивидуальных приборов учета и борьбы с воровством электроэнергии, в последствии несущие существенные затраты гарантирующего поставщика на осуществление основной деятельности.

3.1 Экономическое влияние внедрения АСКУЭ

Экономическое влияние внедрения системы автоматизации заключается в увеличении положительных факторов и исключении отрицательных факторов, влияющих на расчеты потребленной электроэнергии. Размер экономического эффекта от внедрения системы автоматизации составляет около 15-30% от годового потребления

электроэнергии. А окупаемость оснащением оборудования и стоимость создания системы упадут в период второй половины года.

Внедрение системы автоматизации сетевыми организациями и гарантирующим поставщиком, считается почвой для увеличения точности расчетов, повышению экономии и понижению технических расходов.

«Эффективность внедрения АСКУЭ для организаций ЖКХ и бытовых потребителей:

- организация достоверного учета и оперативного контроля за потреблением электроэнергии по каждой квартире и по жилому дому в целом;
- исключение хищений электроэнергии за счет оперативного контроля баланса потребления жилого дома;
- переход на многотарифную систему оплаты за потребленную электроэнергию;
- отказ от системы выписки счетов за потребленную электроэнергию самими жильцами и переход на выписку счетов энергоснабжающей организацией;
- обеспечение автоматизации процесса выписки счетов жильцам за фактически потребленную электроэнергию;
- сокращение затрат на персонал, контролирующей показания квартирных счетчиков;
- снижение потерь электроэнергии, за счет контроля и анализа потребления дома в целом и уменьшения нерационального расхода энергии в нежилые помещения дома (на лестничных площадках, при освещении входов в подъезды, в подвалах и т.п.)» [22].

Следует отметить, что целесообразно для получения расчетного эффекта надлежащим образом использовать всю информацию, формируемую системой автоматизации, что предъявляет к управляющему персоналу и пользователям данной системы конкретные требования по квалификации и

умению осуществлять решения на основе четкой, надежной и оперативной информации. Эффекта от внедрения автоматизированной системы заключается, с одной стороны, качеством управления и с другой – завершенностью и полнотой этой системы (от фрагментарной АСКУЭ следует предположить и наименьший результат).

Далее приводится оценка возможных затрат на оборудование для создания АСКУЭ в представленном проекте МКД. При этом выбор архитектуры системы, оборудования осуществлялись на основе опыта создания подобных систем, зарекомендовавших себя на рынке электроэнергии. Эта оценка затрат является основной в настоящий момент и все расчеты эффективности проекта осуществляются на её основе.

Следует подчеркнуть, что предлагаемая в настоящем разделе модель оценки затрат на создание АСКУЭ основывается на результатах предпроектного обследования объекта, а также выбора решений по АСКУЭ, отраженных в проекте на разрабатываемую подсистему.

Экономия денег только на показаниях счетчиков не существенна, делать ставку необходимо в анализ аналитического потенциала создаваемой системы в комбинации с контролируемыми капиталовложениями в энергосберегающие мероприятия, а также формирование стимулов для штата сотрудников по возврату капиталовложений.

Таблица 9 – Стоимость 1 единицы оборудования для АСКУЭ

Оборудование	Тип	Стоимость, руб.
1-фазного прибора учета	AD11A.1(I)-BLRsZ-R-TW (1-2-1)	8979,96
3-фазного прибора учета прямого включения	AD13A.2(I)-BLRs-Z-R2r-TW	22162,8

3-фазного прибора учета трансформаторного включения	AD13A.3(I)-BLRs-Z-2r-W (3-6-1)	16179,24
Базовая станция (УСПД)	RTR 8A.LGE-1-1-RUF (OFDM)	67075,8
Итого:		114398,2

Цены по состоянию на март 2020 г.

Таблица 10 – Экономические затраты на оборудование АСКУЭ в 2020 г.

Оборудование	Количество, шт.	Стоимость, руб.
1-фазного прибора учета	5145	46201894
3-фазного прибора учета прямого включения	75	1662210
3-фазного прибора учета трансформаторного включения	74	1197264
Базовая станция (УСПД)	42	2817184
Организация GSM-передачи данных (SIM карт)/ руб в год с НДС	42	302400
Итого:		52180952

Экономические затраты на оборудование АСКУЭ в 2020г. – (25 домов, 42 ВРУ, 5 325 точек учета).

«Внедрение АСКУЭ дает возможность энергосистеме:

- вести в автоматизированном режиме жесткий контроль за потреблением энергии и мощности;
- организовать отключения нарушителей режимов;
- осуществлять расчеты за потребленную энергию и мощность;
- выставлять штрафные санкции в случае превышения договорных величин» [20].

Это предоставляет не только лишь экономический эффект, но обязует проявить ответственность потребителей за эксплуатацию энергии, стимулирует их осуществлять энергосберегающие мероприятия для уменьшения потребляемой электроэнергии.

Объем расхода электроэнергии потребителями т.е. гражданами формируется из 2-ух частей: основной (база) и организационно – технической.

Основная часть (базовая) энергопотребления обоснована энергетической емкостью электрического оборудования.

При этом организационно-техно составляющая в свою очередь формируется из режимов эксплуатации электрического оборудования и собственных потребностей.

Изменение основной части энергопотребления приводит к замене оборудования, также изменению процесса технологии. Следовательно, требуются большие разовые вложения, которые не могут себе позволить крупные компании для них это остается проблемой. Необходимо опереться на организационно – техническую часть, так как она менее требовательна к большим капиталовложениям, но при подобающей реализации практического эффекта гарантируется резкий скачек.

В организационно – технической части в основном делают акцент на нескольких составляющих:

Составляющая договорная – величина определяется как правило, завышенными условиями предварительного договора, а не фактическим потреблением. «Применение АСКУЕ позволяет платить только за реальный расход энергоресурсов.

Величина тарифной составляющей, определяется величиной оплаты за реально потреблённые энергоресурсы, но не всегда по оптимальному тарифу. Применение АСКУЕ даёт выход на ОРЭ, где легко отследить перспективные тарифы» [6].

Составляющая режимно-тарифная – величина определяется возможностью изменения режимов работы технологического оборудования по зонам суток с целью уменьшения тарифных платежей. «Применение АСКУЕ позволяет делать точный прогноз и анализ состава нагрузок.

Составляющая технологическая – величина определяется величиной простоев, несоблюдением порядка технологического процесса. Уменьшить эту величину возможно с глубоким внедрением системы технического учёта.

Составляющая личностная – величина определяется порядком использования производственных мощностей в непроизводственных целях. Организация технического учёта позволит свести к минимуму непроизводственные расходы.

Составляющая бесхозной – величина определяется степенью заинтересованности работников в экономии энергоресурсов разного вида на местах. Организация технического учёта повышает ответственность за экономию энергоресурсов каждого члена трудового коллектива» [6].

Ведение учёта и контроль энергоресурсов неизбежно приведут к сокращению объемов автоматизированных потерь электроэнергии.

Анализ выгоды во многом зависит от предположений о потреблении электроэнергии в течение следующих 10 лет, а также от средней цены на электроэнергию. Во-первых, предполагая, что в течение первого года после внедрения произойдет резкое снижение потребления электроэнергии. Ожидается не только, что потребители переместят потребление с пиковых часов на непиковые часы, но и что более сознательный потребитель сократит общее потребление электроэнергии. Поскольку потребители будут видеть свой уровень потребления в любой момент времени, узнает, какие устройства потребляют больше электроэнергии и как оно может эффективно снизить потребление. Предполагая, что общее потребление снизится на 5 процентов в

первый год после установки интеллектуальных счетчиков. Это предположение является довольно консервативным и согласуется с исследованиями, оценивающими потенциальное снижение потребления энергии из-за внедрения интеллектуальных счетчиков. По предварительным оценкам, в последующие годы потребление будет продолжать расти на уровне 0,8 процента, по потреблению электроэнергии до 2030 года. Предполагая, что это очень консервативная оценка, поскольку ожидается, что внедрение интеллектуальных счетчиков снизит этот показатель роста, поскольку средний класс потребителей пытается минимизировать потребление [17]. Помимо сокращения общего потребления, предполагается, что средняя цена на электроэнергию будет снижаться в первый год после внедрения. Поскольку интеллектуальные счетчики уменьшат пиковую нагрузку на систему и распределяют потребление в другие периоды дня, коммунальные службы смогут покрыть пиковый спрос при более низком уровне производства. Они также смогут регулировать производительность в соответствии с данными потребления в реальном времени, предоставленными интеллектуальными счетчиками.

3.2 Потери при хищении электроэнергии

Одной из основных задач, связанных с внедрением АСКУЭ, является минимизация участия человека в учетных процессах. Некорректные, случайные действия станут неосуществимыми при автоматизированном управлении нагрузкой.

«Потери, что определяется разницей отпущенной и оплаченной электроэнергии подразделяются на три категории:

- погрешности измерений;
- технические потери, выраженные физическими явлениями, такими как потери при сопротивлении проводников на нагрев проводов;

– коммерческие потери, состоящие из неоплаты потребленной электроэнергии, воровство, занижение реальных показаний и т.п.» [20].

Особенно высокий эффект от внедрения автоматизированных систем приобретают энергосбытовые компании.

Конкретная часть потерь, это погрешности в измерениях, также потери в линиях электропередач исключить не представляется.

Потери инициированные кражами и задержками платежей, составляют значительную часть.

«Большая часть убытков сбытовой компании приходится на хищении электроэнергии или вмешательство в работу счетного механизма индивидуальных приборов учета. Борьба с этим явлением прибегая к обходам контролеров является довольно накладно, так как появляется необходимость содержания большого штата сотрудников. Тем более в поселках и деревнях, где преобладает индивидуальная застройка, уровень хищений на порядок выше. На практике оказывается, что проверка целостности клеммных крышек и пломб является недостаточным. В данном случае системы АСКУЭ обладают рядом преимуществ, таких как сигнализация о несанкционированном доступе, оперативное снятие показаний» [18].

Рассмотрим два вида вмешательств физическое вмешательство и взлом данных:

Физическое вмешательство – включает в себя любую схему вмешательства, для которой физическое лицо должно находиться в непосредственной близости от счетчика. В этом типе взлома потребитель несет большую ответственность и пользуется минимальными гарантиями интеллектуального счетчика. Для этого не требуется никакого формального образования, поэтому оно очень популярно среди представителей низшего среднего экономического класса [24].

Взлом данных – более сложный способ взлома; это в основном связано с организованной преступностью. Мотивация здесь заключается в монетизации всего процесса кражи энергии, продаже аппаратных или программных средств для взлома интеллектуальных счетчиков или, что еще хуже, кибервойны. Данными можно манипулировать несколькими способами-развращая хранилище счетчиков, систему, подменяя их и т. д.

Физическое вмешательство подразделяется на:

1) Магнитные помехи: одна из самых уязвимых частей интеллектуального счетчика это датчики тока и напряжения. Напряжение может быть легко заменено на фиксированное значение, так как оно в основном остается постоянным, но все измерение нагрузки зависит от текущего значения датчика. Если датчик тока основан на трансформаторе тока, то очень легко насытить сердечник сильным магнитом, и это может дать ошибочные показания.

2) Обход счетчика или несбалансированный ток: этот метод включает в себя подключение нагрузки, как металлической пластины, между выводами интеллектуального счетчика, где подключены провода под напряжением. Это дает более низкое чтение, чем реальное потребление пользователя. Трудно найти эту кражу в счетчиках, установленных недоступным образом. Это дает более низкое чтение, чем реальное потребление. Его можно легко обнаружить, измерив ток через токоведущие и нейтральные провода, обычно они должны быть равны. Если их нет, то счетчик должен быть помечен.

3) Реверсивные токоподводы: реверсивные токоподводы приводят к тому, что интеллектуальный счетчик измеряет отрицательное значение, поэтому интеллектуальный счетчик, по сути, ведет обратный отсчет. Это требует от потребителя замены проводов, подключенных к сети под напряжением. С более новыми счетчиками легко отметить их для одной фазы, поскольку это дает отрицательное значение, но для трех фаз его

реверсирование приводит к тому, что две фазы отменяются, давая нам треть общего потребления. Возможной контрмерой является защита интеллектуального счетчика с помощью герметичного корпуса.

4) Электростатический разряд: еще один метод фальсификации заключается в нанесении электростатического разряда на измеритель с помощью свечей зажигания или электронно-лучевой трубки сверхвысокого напряжения, разрушающего измерительные возможности измерителей. Этого можно избежать, обеспечив надлежащее экранирование, которое отрицательно сказывается на стоимости счетчиков.

Взлом данных подразделяется на:

1) Благодаря аппаратному обеспечению интеллектуальных счетчиков можно вычислить программирование интеллектуального счетчика, используя контакты на каждой стороне чипа памяти. Перехватив и проанализировав сигналы, программист может взломать его.

2) Использование цифрового радио: интеллектуальный счетчик имеет свою собственную коммуникационную сеть, по которой он посылает и получает команды и информацию. Таким образом, можно использовать цифровое радио, чтобы войти в сеть счетчиков и выдавать команды, если программирование счетчиков известно.

3) Доступ к счетчику: можно также использовать программное радио, которое может быть запрограммировано на имитацию ряда систем связи и слежение за тем, как счетчик взаимодействует с другими счетчиками и устройствами.

4) Распространение вредоносного ПО в сети: атака может быть и более масштабной. Если злоумышленник догадался о программировании, он может создать вредоносное ПО, которое распространится в пределах счетчиков в сети и отключит их. Это будет иметь тяжелые последствия и может привести к разрушению всей распределительной сети.

5) «Подслушивание»: существует несколько коммуникационных протоколов, используемых сегодня интеллектуальными счетчиками. Они в основном небезопасны и уязвимы для «подслушивания» хакерами. Они не только включают нарушение конфиденциальности потребителя, но и украденные данные могут быть использованы для более вредоносных действий. Строгие протоколы должны быть реализованы вместе с проверкой пароля, но опять же это будет иметь накладные расходы.

6) Подмена счетчиков: эта проблема связана с тем, что счетчики устанавливаются в небезопасных местах, при обратном инжиниринге потребитель может использовать устройство, которое выдает себя за законное.

7) Извлечение пароля: используя оптический порт, можно извлечь пароль любого интеллектуального счетчика.

8) «Инъекция» ложных данных: одна из наиболее изученных атак, «инъекция» ложных данных вызывает ложную оценку состояний, которая может привести к широкому отказу энергосистемы.

9) Отказ в обслуживании: чтобы вывести из строя всю развитую измерительную инфраструктуру, хакер может перегрузить всю систему сверх ее возможностей, так что законные устройства не смогут получить доступ к основным услугам из-за перегрузки сети. Один из самых простых способов выполнения широко распространенных атак типа «отказ в обслуживании».

3.3 Вывод по разделу 3

Расчет экономической эффективности автоматизации основан на одном важном факторе. Состоит он в том: чем больше инвестиций и потраченного времени на автоматизацию при внедрении, тем существенно влияние приобретает экономический эффект. Объясняется это довольно просто: при правильном и качественном подходе к выбору продукта, проработав все на

стадии проектирования и внедрения, все описать и урегулировать, то в дальнейшем затраты вложенные на эксплуатацию программы помогут сэкономить больше средств.

Ведь удорожание энергоресурсов требует серьезного контроля над их расходами. Многотарифные системы расчета с потребителями увеличивают нагрузку на биллинговые системы энергосбытовых организаций. Требования экономии электроэнергии нуждаются в лучшей оценке качества и выявлении потерь передаваемой электроэнергии. Поэтому я считаю, что современные условия дают большой потенциал применению автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии во всех секторах электроэнергетики, не исключая розничного рынка.

Заключение

В настоящей магистерской диссертации был проведен анализ и рассмотрена существующая автоматизированная система сбора данных индивидуальных приборов учета электроэнергии.

Различные проблемы могут быть решены при помощи внедрения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии. В приведенном проекте представлено описание системы АСКУЭ, принцип действия, виды устройств, входящих в систему. Описаны технические решения и рекомендации по монтажу, а также представлены чертежи по установке и их подключению. Одним из важнейших преимуществ системы АСКУЭ является способность анализировать потребление передачи мощности, энергии, что делает возможным выявление допущенных просчетов в организации работы потребителя. Использование автоматизированной измерительной системы коммерческого учета позволяет уменьшить количество потребляемой электроэнергии, что дает возможность повышать экономические результаты потребителя.

Реализация данного проекта позволит улучшить оперативность и точность планирования энергопотребления, сократить затраты на контроль и сбор данных коммерческого учета электроэнергии, а также обеспечит возможность выбора оптимальных тарифов и расчета потребленной мощности на основании фактических измерений наиболее энергоемкой группы промышленных потребителей АО «ТЭК».

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

Подводя общий итог, можно отметить, что вопрос коммерческого учета электроэнергии на сегодняшний день является актуальным для предприятий и государства. При эффективном учете потребления предприятие может значительно снизить свои финансовые затраты в этой области.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. М. : КноРус, 2010.
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7 издание. С.-Пб. : Энергоатомиздат, 2009. 289 с.
3. Тубинис, В. В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии в Италии. : Электро. 2004. 238 с.
4. Тубинис, В. В. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью. : Электро. 2003. 283 с.
5. Воротницкий В. Э. Методы и средства выявления безучетного потребления электрической энергии при наличии приборов учета. М. : ДиалогЭлектро, 2010.
6. Костин С. Н., Русаков В. Н., Синютин П. А. Организация внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии промышленных потребителей // Промышленная энергетика. 2008. №6.

7. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 01.02.2020).
8. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 792. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 01.02.2020).
9. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 № 354 (ред. от 13.07.2019). URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 01.02.2020).
10. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ (последняя редакция). URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 01.02.2020).
11. Официальный сайт АО «Тольяттинская энергосбытовая компания» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tek63.ru/> (дата обращения: 01.02.2019).
12. Матрица производство систем энергоучета [Электронный ресурс]. URL: <http://matrica.nt-rt.ru/images/manuals/TD%20AHS%20KUE.pdf> (дата обращения: 01.03.2020).
13. Incotex Electronics Group [Электронный ресурс]. URL: <https://www.incotexcom.ru/files/em/docs/mercury-plc-2-fast-start.pdf> (дата обращения: 01.03.2020).
14. Журнал «ИСУП». Отраслевой научно-технический журнал [Электронный ресурс]. URL: <http://isup.ru/articles/6/335/> (дата обращения: 02.02.2020).
15. Журнал «ИСУП». Отраслевой научно-технический журнал [Электронный ресурс]. URL: <https://isup.ru/articles/18/893/> (дата обращения: 02.02.2020).

16. АСКУЭ как инструмент энергосбережения [Электронный ресурс] : ООО «Энергоучет», г. Самара. URL: <http://www.eusama.narod.ru/docs/EU-pub1.pdf> (дата обращения: 02.02.2020).
17. Cook, B., Gazzano, J., Gunay, Z. et al. The smart meter and a smarter consumer: quantifying the benefits of smart meter implementation in the United States [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1186/1752-153X-6-S1-S5> (дата обращения: 02.02.2020).
18. Ganguly, P., Nasipuri, M. & Dutta, S. A Novel Approach for Detecting and Mitigating the Energy Theft Issues in the Smart Metering Infrastructure [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1007/s40866-018-0053-x> (дата обращения: 02.02.2020).
19. Roach, C. Estimating electricity impact profiles for building characteristics using smart meter data and mixed models [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.109686> (дата обращения: 02.02.2020).
20. Altmann, M., Schlegl, P. & Volbert, K. A low-power wireless system for energy consumption analysis at mains sockets [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1186/s13639-016-0041-y> (дата обращения: 10.10.2019).
21. Daki, H., El Hannani, A., Aqqal, A. et al. Big Data management in smart grid: concepts, requirements and implementation [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1186/s40537-017-0070-y> (дата обращения: 10.10.2019).
22. Zhang, Y., Huang, T. & Bompard, E.F. Big data analytics in smart grids: a review [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1186/s42162-018-0007-5> (дата обращения: 10.10.2019).
23. Negnevitsky, M., Wong, K. Demand response visualization tool for electric power systems [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1186/s40327-015-0019-1> (дата обращения: 10.10.2019).
24. Dawood, N., Dawood, H., Rodriguez-Trejo, S. et al. Visualising urban energy use: the use of LiDAR and remote sensing data in urban energy planning

[Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.1186/s40327-017-0060-3> (дата обращения: 10.10.2019).

25. Sayyad, Dr. Theft Detection and Disconnection in Electricity Energy Meter using IoT [Электронный ресурс]. URL: <http://ijraset.com/fileserve.php?FID=17285> (дата обращения: 10.10.2019).

26. SRIKANTH, G., VENKATESH, S. Automated Electric Meter Reading and Monitoring System using Zigbee-Integrated Raspberry PI Single Board Computer via Ethernet [Электронный ресурс]. URL: <http://ijsetr.com/uploads/163524IJSETR6343-1105.pdf> (дата обращения: 10.10.2019).

27. Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция : электронный сборник студенческих работ. Тольятти. : Изд-во ТГУ, 2018. С. 690–691.

28. Студенческие дни науки в ТГУ : научно практическая конференция: сборник студенческих работ. Тольятти. : Изд-во ТГУ, 2019. С. 189-190.

29. Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019) : V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов : сборник трудов. Тольятти. : Изд-во ТГУ, 2019. С. 336–339.

30. Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция : электронный сборник студенческих работ. Тольятти. : Изд-во ТГУ, 2018. С. 721–722.

31. Студенческие дни науки в ТГУ : научно практическая конференция: сборник студенческих работ. Тольятти. : Изд-во ТГУ, 2019. С. 206-207.