

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)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем электроснабжения

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Исследование применения системы АСКУЭ в коммерческом секторе

Обучающийся

В.Р. Исламов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент Ю.В. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ существующей системы учета электрической энергии для потребителей коммерческого сектора	5
1.1 Выбор направлений совершенствования и модернизации системы коммерческого учета электроэнергии.....	5
1.2 Анализ сектора поставщиков комплектующих для АСКУЭ	12
2 Проект внедрения АСКУЭ с целью автоматизации учета электроэнергии у коммерческих потребителей	27
2.1 Проведение предпроектного обследования объектов.....	27
2.2 Разработка проектных решений, направленных на модернизацию и расширение АСКУЭ	28
2.3 Структура комплекса технических средств АСКУЭ	42
2.4 Комплекс технических средств точек учета	44
2.5 Измерительные трансформаторы тока	45
2.6 Электросчетчики	45
2.7 Комплекс технических средств УСПД.....	49
2.8 Комплекс технических средств ЦОД	51
2.9 Подключение электросчетчиков	54
2.10 Программные средства	60
2.11 Аппаратные средства защиты	62
2.12 Решения по квалификации и функциям персонала	62
2.13 Обучение и аттестация персонала	62
3 Комплексный анализ рентабельности и технологической результативности систем АСКУЭ для предприятий коммерческого сектора	65
3.1 Экономическое влияние внедрения АСКУЭ	65
3.2 Потери при хищении электроэнергии	70
Заключение.....	76
Список используемой литературы и используемых источников	77

Введение

В соответствии с требованиями «Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии», в рамках исполнения нормативных требований (Постановление Правительства РФ №442 от 04.05.2012) гарантирующие поставщики обязаны реализовывать комплекс мер по улучшению сервисного обслуживания потребителей (покупателей). Разрабатываемые программы должны включать обязательные требования к организации процессов сбора и обработки данных с приборов учета, предусматривающие использование технологий удаленного сбора информации, поддерживающими их дистанционную передачу.

Пилотное внедрение автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) было осуществлено в ряде российских регионов [1]. Первоочередной целью данной работы выступало получение детализированной информации о потоках электроэнергии, необходимой для принятия обоснованных решений. Накопленные с помощью АСКУЭ данные являются фундаментом для разработки и внедрения конкретных мер, направленных на повышение энергоэффективности потребителей и минимизацию технологических потерь при передаче энергии. Помимо экономического эффекта, данные системы эффективно решают социально значимую задачу – минимизацию высоких издержек, связанных непосредственно с организацией коммерческого учета электроэнергии. Функциональные возможности АСКУЭ охватывают следующие ключевые аспекты:

- надежность и точность измерений: Непрерывный дистанционный мониторинг технического состояния счетчиков с автоматической диагностикой сбоев и неисправностей, а также обеспечение повышенного класса точности и чувствительности применяемых приборов учета (ПУ);

- оперативный сбор и обработка данных: Синхронизированный сбор показаний со всех ПУ в заданные интервалы времени, полностью автоматизированный учет электропотребления по каждому абоненту без необходимости физического посещения точек учета для сверки, что исключает ошибки, связанные с ручным вводом данных (человеческий фактор);
- контроль потерь и противодействие хищениям: Выявление, локализация и анализ как технологических, так и коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях; оперативное обнаружение фактов безучетного потребления (хищений энергии) и снижение возможностей для несанкционированного вмешательства в работу системы (обхода контроллеров) [2];
- экономическая эффективность и дисциплина: Сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание точек учета и автоматизация процесса формирования и рассылки счетов абонентам, что способствует повышению платежной дисциплины за счет своевременного и точного биллинга;
- сокращение числа случаев несанкционированного вмешательства (обход контроллеров).

Ключевая цель диссертационной работы – повышение эффективности и достоверности коммерческого учета электроэнергии у субъектов коммерческого сектора.

В рамках исследования поставлены и решаются задачи:

- анализ действующей инфраструктуры учета электроэнергии для потребителей коммерческой категории;
- разработка проектного решения по внедрению АСКУЭ, адаптированного под специфику коммерческих потребителей;
- комплексная оценка технико-экономической целесообразности внедрения предлагаемой АСКУЭ в коммерческом секторе.

1 Анализ существующей системы учета электрической энергии для потребителей коммерческого сектора

Исследование действующей инфраструктуры учета электроэнергии в коммерческом сегменте составляет методологическую основу для проектирования современных АСКУЭ. Настоящий раздел посвящен комплексной диагностике существующих решений, выявлению узких мест в процессах сбора данных, точности измерений и экономической эффективности. Анализ охватывает технические, организационные и нормативные аспекты, формируя доказательную базу для последующей оптимизации системы

1.1 Выбор направлений совершенствования и модернизации системы коммерческого учета электроэнергии

«Создание интеллектуальной системы в России настолько имеющие масштабную функциональность и ряд преград на пути к повсеместному внедрению, более значимыми считаются [3]:

- 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» [17].

Проектирование АСКУЭ характеризуется объективными ограничениями, определяющими его болевые точки. Комплексный SWOT-анализ ключевых вызовов и возможностей системы приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Оценка перспектив создания и развития системы

Сильные стороны	Слабые стороны
– повышение надежности работы энергосистемы. – повышение открытости и точности данных по энергопотреблению. – ускорение сбора показаний приборов учета и их последующей обработки. – обеспечение быстрого доступа к актуальной информации о снабжении энергией. – улучшение управляемости энергосистемой благодаря возможности быстро регулировать уровень потребления.	– недостаточная развитость необходимой нормативно-правовой базы. – отсутствие комплексных национальных решений, демонстрирующих всю требуемую функциональность. – сложности с продвижением системы среди конечных потребителей и привлечением инвестиций.
Возможности	Угрозы
– унификация стандартов для приборов учета и поддержка разнообразных производителей. – обеспечение совместимости за счет унификации стандартов для приборов учета, что позволит интегрировать оборудование от различных производителей. – оптимизацию производительности системы через упрощение ее архитектуры и отказ от промежуточного ПО. – повышение уровня защищенности данных путем реализации безопасных архитектурных решений. – модернизацию пользовательского опыта и укрепление безопасности благодаря внедрению современных веб-технологий и усиленных механизмов аутентификации.	– непреходящая актуальность задачи обеспечения энергетической безопасности как фундаментального условия стабильности. – постоянное увеличение масштабируемости, выражающееся в росте числа интегрируемых точек контроля и приборов учета. – высокая нагрузка из-за большого числа пользователей, включая коммерческий сектор и потребителей, которым предоставляется доступ к данным. – требование соблюдения политики импортозамещения в сфере информационных технологий. – Значительные расходы, связанные с поддержанием работы системы.

Интеллектуальные системы учета обладают значительной уязвимостью к попыткам несанкционированного проникновения и последующей фальсификации данных. Источником угрозы нередко выступает стороннее ПО, способное модифицировать работу системных элементов [4]. Учитывая это, достижение высокого уровня защищенности энергетической инфраструктуры трансформируется в императив при разработке и внедрении интеллектуальных учетных решений.

Непрерывный контроль целостности и выявление несанкционированных воздействий на приборы учета и датчики в системе реализуется посредством электронных пломб. Данный защитный механизм обеспечивает перманентный аудит состояния критически важных компонентов с гарантированной регистрацией любых инцидентов, отклоняющихся от нормальной эксплуатации, для их дальнейшего расследования. «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» [18].



Рисунок 1 – Инвестиции в интеллектуальную платформу в Европе

«Для обеспечения реализации всех рассматриваемых функций системы определим основные действия на пути к созданию и повсеместному внедрению системы [5]:

- а) 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» [17];

- б) «проведение оценки целесообразности и окупаемости проекта, включая экономическую эффективность вложенных средств и возможность реализации проекта из внебюджетных источников, для чего необходимо для каждой составляющей интеллектуальной системы учета разработать и применять при создании единый набор параметров, таких как [7]:
- 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» [17];
- в) разработка и законодательное закрепление национальной стратегии развития интеллектуальных систем коммерческого учета электроэнергии;
- г) установление обязательных технических стандартов для жизненного цикла систем интеллектуального учета (проектирование, внедрение, эксплуатация). Стандартизация охватывает:
- интероперабельность: унификацию протоколов передачи данных и регламентацию интерфейсов между компонентами системы;
 - метрологическую надежность: гарантированную точность

показаний приборов учета [8];

- кибербезопасность и целостность данных: создание комплексной защиты от несанкционированного доступа и обеспечения достоверности собираемой информации.

д) планирование национальной программы внедрения, предусматривающее установление этапности, территориальных приоритетов и институциональных рамок, а именно:

- выбор регионов и организаций для первоочередного внедрения (например, с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии);
- установление пороговых значений энергопотребления, при которых установка интеллектуальных приборов учета экономически оправдана (по аналогии с опытом Германии, где обязательная установка предусмотрена при годовом потреблении свыше 10 тыс. кВт/ч.);
- институционализация управляющего органа: формальное закрепление ответственности за выбранным регулятором за повседневную эксплуатацию, техническое обслуживание и долгосрочное совершенствование системы;
- реализация политики открытости данных: создание нормативной базы для обеспечения прозрачного, стандартизированного и недискриминационного доступа к данным учета для всех категорий рыночных агентов;
- разработка календарного плана миграции: включающего последовательность установки интеллектуальных приборов учета с фокусом на стратегически важные регионы и параллельный план для остальной территории [13].

е) «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;
- ж) учет возможности интеграции в энергосистему генераций на основе возобновляемых источников энергии, расположенных в децентрализованных районах страны;
- и) 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» [17].

«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)» [18].

Город Тольятти столкнулся в последние годы с растущей нагрузкой на энергосистему, вызванной стремительным увеличением расходования электроэнергии коммерческими объектами, интегрированными в жилые здания (МКД) [15].

Подобная динамика потребления в нежилом сегменте обусловлена действием множества взаимосвязанных факторов:

- а) Увеличение числа и активности коммерческих объектов:
- расширение инфраструктуры: в МКД всё чаще размещают магазины, офисы, аптеки, салоны красоты, кофейни и другие коммерческие помещения, которые потребляют больше энергии,

чем жилые.

- рост нагрузки из-за оборудования: холодильные установки, POS-терминалы, серверы, мощные системы вентиляции и кондиционирования увеличивают расход электроэнергии.
- изменение характера использования помещений:
- коворкинги и мини-офисы: вместо обычных квартир в МКД всё чаще арендуют помещения под рабочие зоны, что ведёт к повышенному энергопотреблению (компьютеры, принтеры, освещение).
- фуд-корты и доставка: рост числа небольших кафе и точек приготовления еды требует дополнительного энергоёмкого оборудования.

б) Технологические изменения:

- цифровизация и автоматизация: системы видеонаблюдения, «умные» счетчики, автоматические двери и турникеты увеличивают базовую нагрузку [16];
- электромобили и зарядные станции: если в МКД размещены коммерческие зарядные устройства, это может значительно повысить потребление.

1.2 Анализ сектора поставщиков комплектующих для АСКУЭ

В настоящее время российский парк автоматизированных систем управления (АСУ) включает множество решений, реализованных с применением PLC-технологий (программируемых логических контроллеров). Функциональные особенности PLC-платформ определяют иерархическую архитектуру подобных решений. Однако практика внедрения выявляет ряд архитектурных недостатков, особенно заметных в масштабных и сложных системных комплексах.

Практика внедрения интеллектуальных систем учета в нескольких

проектах выделяет оборудование ООО «НПК Инкотекс» в качестве ключевого российского поставщика. Технические решения компании, в частности счётчики электроэнергии, обеспечивают комплексный мониторинг: фиксацию генерации, потребления, перетоков мощности с детализацией по активной и реактивной составляющим. При этом значимым фактором выбора продукции «Инкотекс» служит отлаженная система сопровождения и технической помощи заказчикам [20].

«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].

«Выбор и конфигурация операционной среды напрямую определяют стабильность и эффективность работы программного обеспечения системы в ней. 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» [14].

При реализации АСКУЭ с усеченным функционалом, где диспетчерский интерфейс функционирует в среде Windows, предъявление требований по освоению нового пользовательского окружения противоречит принципам эргономики. Оптимальной стратегией выступает интеграция целевых функций в существующую SCADA-среду оператора через API стандартных офисных платформ [21].

«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» [14].

«Типовая АСКУЭ должна обеспечивать выполнение следующих функций [22]:

- 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» [14].

Исследование модернизационных процессов в коммерческом сегменте энергетики потребовало детального анализа отраслевых решений. В рамках работы проведено сопоставление платформ «Матрица» и «Меркурий» как репрезентативных образцов специализированных программно-аппаратных комплексов класса АСКУЭ, функционирующих под управлением различных независимых вендоров [23]:

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

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» [11].

«Ключевое отличие технологии «Hybrid» от классических PLC-систем – наличие встроенного радиоканала, предусмотренного для дублирования основного канала связи G3-PLC по силовым линиям в случае сбоев. 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» [11].

Для минимизации рисков потери данных в архитектуре реализован механизм бесшовного автоматического переключения между интерфейсами. Данная функциональность поддерживает непрерывность сбора даже при выходе из строя отдельного канала связи, как показано на рисунке 2. В результате конструкция системы лишена единой точки отказа, что значительно усиливает ее отказоустойчивость.

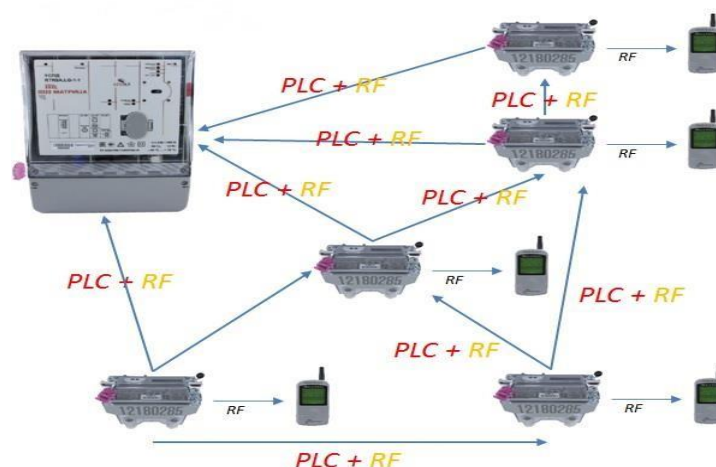


Рисунок 2 – Схема системы PLC и RF передачи

«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» [11].

Конвергентная архитектура, интегрирующая транспортные преимущества PLC- и RF-технологий, обеспечивает повышенную адаптацию к гетерогенным средам распределения электроэнергии. Комплементарный характер данных решений формирует стратегию с синергетическим эффектом для решения широкого спектра задач автоматизации. Реализация подобных систем способствует оптимизации ключевых эксплуатационных параметров сети: пропускной способности, отказоустойчивости и энергетической эффективности.

«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» [11].

«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» [11].

Адаптивность разработанной системы позволяет ее использовать на разнородных объектах, для которых отказоустойчивость и гибкость каналов связи (PLC/RF) являются обязательными. К числу таких объектов относятся:

- инфраструктурно-значимые: узлы распределительных электрических сетей (где отказ системы недопустим);
- маломасштабные: частные дома, офисы, МКД (особую важность представляет резервирование интерфейсов в целях постоянного сбора данных);
- крупные инфраструктурные и административные объекты:

учреждения госсектора, общественные здания (требующие централизованного сбора данных с множества точек);

- промышленные площадки: производственные предприятия (где устойчивость PLC к помехам в электросетях дополняется мобильностью RF).

«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» [11].

«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:

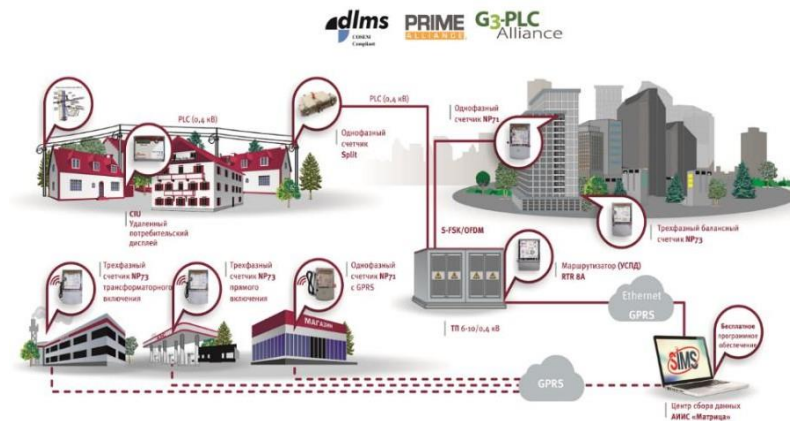


Рисунок 3 – Схема построения АИИС «Матрица»

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» [11]:

- «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» [11];
- 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 -400С и ниже). При падении температуры ниже -200С ЖК дисплей отключается, а данные продолжают поступать в Центр сбора информации;
 - интеграция с любой биллинговой системой за счет использования стандартной СУБД MS SQL Server» [11].

«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» [11].

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» [12].

«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 «ЛЭРС Учёт». 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» [12].

Ключевая задача «ЛЭРС Учёт» – объединение в единую систему разнородных электросчетчиков, среди которых значительную долю занимают приборы семейства «Меркурий». Программа работает со следующими основными типами оборудования [24]:

- модели, поддерживающие как единый, так и несколько тарифных планов (для оптимизации затрат потребителей);
- устройства однофазного и трехфазного типа (любых производителей);

- счетчики, способные измерять и активную, и реактивную составляющие мощности (что критично для учета потерь).

«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» [12].

Внедрение АСКУЭ трансформирует энергоменеджмент из реактивного в проактивный режим, что является основным аргументом ее целесообразности. Система обеспечивает:

- сокращение потерь энергоресурсов: достигается дискретизацией учета (высокая частота опроса счетчиков) и автоматизированным детектированием нецелевого расхода, что прямо влияет на снижение себестоимости продукции/услуг;
- повышение операционной эффективности: за счет исключения ручного съема показаний и автоматизированной генерации отчетов;
- инструмент финансовой оптимизации: анализ профиля нагрузки и моделирование потребления на основе исторических данных и учета тарифных зон позволяет обоснованно планировать бюджеты и

заключать оптимальные договоры с поставщиками энергии.

«В 2007 году компания «Инкотекс» осуществила регистрацию в Государственном реестре своей первой автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) – программного комплекса «Меркурий-Энергоучет». Основной функционал этой системы был сосредоточен на получении информации о расходе электроэнергии и построении профилей мощности» [12].

«Следующим этапом в развитии систем АСКУЭ стала программа «ЛЭРС Учёт», которая была создана той же группой разработчиков, работающих в компании ООО «ВВИК». Программа «ЛЭРС Учёт» 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)» [12].

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 [25]. 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» [12].

«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].

Номинальная дистанция PLC-коммуникаций составляет 100 м с предельной дальностью до 400 м. Радиус действия детерминирован параметрами электрической сети: качеством соединений (наличие неконтролируемых скруток, множественных ответвлений), уровнем электромагнитных помех и импедансными характеристиками линии. Принципиально, дистанция не коррелирует с типом протокола связи. Ограниченный радиус (<100 м) характерен для устаревших систем, тогда как расширенная зона покрытия достигается только решениями, работающими в несанкционированных частотных диапазонах или с превышением спектрально-энергетических нормативов.

Ключевое преимущество PLC-коммуникаций заключается в минимальных капитальных и операционных затратах на развертывание инфраструктуры, поскольку существующая электросеть одновременно выполняет функцию физической среды передачи данных к приборам учета. Однако технология демонстрирует уязвимость к электромагнитным помехам, генерируемым некорректно функционирующими устройствами потребителей: импульсными источниками питания с нарушением требований ЭМС, промышленными частотными преобразователями без фильтров подавления радиопомех, и другим оборудованием, формирующим

паразитные гармоники в силовой сети.

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

В качестве физической среды передачи сигналов технология использует распределительные сети переменного тока 0,4 кВ, 50 Гц» [12].

«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» [12].

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

Концентратор функционирует в автономном режиме, исполняя предустановленную программу телеметрического опроса. Данная программа структурирована как набор индивидуальных профилей сбора данных для каждого прибора учёта, где каждый профиль агрегирует группы запросов для мониторинга параметров энергопотребления в различных комбинациях. Система поддерживает произвольные команды, совместимые с пакетными процессорами счётчиков.

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» [12].

«Содержимое памяти ответов концентратора может быть прочитано либо через последовательный порт, расположенный на его передней панели, либо дистанционно, с помощью GSM-шлюза «Меркурий-228»» [12].

Выводы по разделу 1. Для эффективного управления растущим числом лицевого счетов и минимизации будущих операционных рисков

целесообразно внедрение АСКУЭ на платформе ООО «НПК Инкотекс». Данная система предоставляет следующие ключевые функциональные возможности:

- своевременное устранение неисправностей в рамках нормативных сроков;
- детализированный учет фактического электропотребления по каждому объекту потребителя;
- оперативная диагностика сбоев в работе приборов учета.

Внедрение АСКУЭ обеспечивает генерацию верифицированных данных по объемам отпуска электроэнергии по договорным обязательствам и исключает калькуляционные ошибки при определении задолженности. Данный функционал оптимизирует клиентский сервис и снижает операционные издержки сбытовой деятельности [26].

Однако успешная реализация проекта такого масштаба требует комплексного подхода, включающего:

- разработку единых технико-экономических требований и концепции;
- обеспечение институциональной поддержки, включая адаптацию нормативно-правовой базы и, потенциально, механизмы софинансирования (в случае подтверждения экономической нецелесообразности исключительно коммерческого внедрения);
- анализ экономической эффективности развертывания всех компонентов системы.

2 Проект внедрения АСКУЭ с целью автоматизации учета электроэнергии у коммерческих потребителей

Раздел посвящен инженерному проектированию АСКУЭ для объектов коммерческой энергопотребления. На основе диагностики, проведенной в разделе 1.1, разрабатывается трехуровневая архитектура системы: полевые интеллектуальные приборы учета, узлы агрегации данных (УСПД) и централизованный аналитический модуль (ЦОД). Особое внимание уделяется выбору протоколов передачи (PLC, GPRS), обеспечению информационной безопасности и интеграции с биллинговыми платформами

2.1 Проведение предпроектного обследования объектов

Ключевым подготовительным этапом внедрения АСКУЭ в данном исследовании является предпроектное обследование, направленное на получение следующих исходных данных [27]:

- параметры монтажной среды: результаты осмотра РЩ и электрощитовых помещений МКД (пространственные ограничения, методы инсталляции, доступность электроснабжения и логистика монтажа);
- состояние системы учета: технические характеристики и особенности действующих узлов учета электроэнергии, определяющие спецификацию и методику установки нового оборудования;
- ИТ-мощности: заключение о возможностях текущей серверной и сетевой инфраструктуры по обеспечению требуемой производительности АСКУЭ.

2.2 Разработка проектных решений, направленных на модернизацию и расширение АСКУЭ

«Разработка проектной документации для каждого объекта автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) в обязательном порядке должна включать следующие разделы: описание объектов автоматизации; ключевые технические решения; структурную схему АСКУЭ; однолинейные схемы учета электроэнергии; схемы подключения внешних проводов, включая цепи УСПД и измерительные цепи трехфазных и однофазных приборов учета (ПУ); чертежи общего вида установки трехфазных и однофазных ПУ на местах монтажа; чертежи общего вида шкафов связи; габаритные чертежи поставляемого оборудования; ведомость оборудования, изделий и материалов (ВОИМ); обоснование принятых проектных решений; а также рекомендуемый срок службы модернизируемой АСКУЭ» [19].

Требования к компонентам и ПО АСКУЭ сводятся к двум ключевым условиям: обязательное лицензионное обеспечение в форме бессрочной неисключительной лицензии на ПО «ЛЭРС Учёт», гарантирующей обработку данных точек измерения расчетными модулями с функциональной эквивалентностью наследуемому функционалу системы; полная интеграционная совместимость модернизируемых компонентов с существующей аппаратно-программной платформой «ЛЭРС Учёт», включая соответствие интерфейсным спецификациям и протоколам обмена.

Структурная схема АСКУЭ должна проектироваться с учетом следующих обязательных требований к каналам связи между приборами учета (ПУ) и устройствами сбора и передачи данных (УСПД): обеспечение стабильности и необходимой скорости передачи данных, а также независимость функционирования этих каналов от текущего состояния (в частности, степени износа) электрических сетей

Функционал ПО «ЛЭРС Учёт» должен включать:

- а) передачу всех измерительных данных с приборов учета (ПУ), подключенных к АСКУЭ. В передаваемый набор данных входят все показания и результаты измерений ПУ, использованные для расчета объема и параметров электроэнергии.
- б) «предоставление данных об объемах и параметрах электроэнергии, включая» [19]:
- «объемы активной энергии (прием/отпуск) по точке поставки, с детализацией по тарифным зонам и почасовым/получасовым интервалам;
 - объемы реактивной энергии (прием/отпуск) по точке поставки, с детализацией по тарифным зонам;
 - превышение соотношения P/Q : факт превышения порога соотношения активной (P) и реактивной (Q) мощности; длительность отклонения P/Q от нормативов, установленных законодательством РФ; максимальное зафиксированное отклонение P/Q за расчетный период (по точке поставки);
 - максимальные почасовые объемы в рабочие дни: значения $\max$ почасового потребления в плановые часы пика (установленные СО); среднеарифметическое этих $\max$ значений за расчетный период (по точке поставки);
 - экстремальные значения мощности (по точке поставки): макс./мин. фактическая активная мощность (P); макс./мин. фактическая реактивная мощность (Q); макс./мин. полная мощность (S);
 - резервируемая мощность: величина зарезервированной $\max$ мощности;
 - корректировка объема на потери: возможность автоматической/ручной корректировки объема (рассчитанного по ПУ) на величину потерь в сети от точки поставки до точки

измерения;

- параметры качества электроэнергии: данные о нарушениях медленного изменения напряжения и перенапряжения за расчетный период (по точке измерения, для потребителей);
- критерий нарушения "Медленное изменение напряжения": Суммарная длительность отклонения $U > \pm 10\%$ от $U_{ном}$ в течение 10 мин;
- критерий нарушения "Медленное изменение напряжения": Суммарная длительность отклонения $U > \pm 10\%$ от $U_{ном}$ в течение 10 мин;
- алгоритм расчета объемов: методика определения объемов принятой/отпущенной энергии по точке поставки на основе данных ПУ» [19].

в) реализация управления энергопотреблением и тарификацией:

- восстановление энергоснабжения: функционал оперативного возобновления подачи электроэнергии после снятия ограничений;
- управление ограничениями энергоснабжения: возможность введения полного или частичного ограничения режима электропотребления, включая приостановку или снижение уровня предоставления услуги электроснабжения.

г) передача данных о событиях и настройках счетчиков АСКУЭ. Система должна передавать следующие данные от приборов учета (ПУ), подключенных к АСКУЭ:

- изменения конфигурации ПУ: коррекции встроенных часов; корректировки параметров настройки;
- о коррекции времени прибора учета электрической энергии;
- события электропитания: сбои и перебои питания; активация резервного (внутреннего) источника питания;

- состояние измерительных цепей: включение/отключение цепей измерения; нарушения в подключении токовых цепей;
- отклонения параметров сети: выход за допустимые пределы по активной мощности, напряжению, частоте;
- инциденты безопасности: факты несанкционированного вмешательства в работу ПУ; попытки несанкционированного доступа к ПО, параметрам или обрабатываемым данным ПУ;
- сброс данных: события сброса накопленных значений энергии (мощности).

Все события и изменения конфигурации, регистрируемые оборудованием АСКУЭ (включая ПУ), должны содержать временные метки их возникновения и/или завершения [28].

д) передача справочных данных.

«Система должна передавать следующие справочные данные по точкам поставки/измерения:

- идентификатор точки: уникальный код точки поставки, сформированный по Методике кодификации, утвержденной уполномоченным федеральным органом исполнительной власти РФ;
- данные о пользователях точки:
 - для юрлиц: Полное наименование + номер записи в ЕГРЮЛ;
 - для ИП: Номер записи в ЕГРИП + дата регистрации;
 - физический адрес энергопринимающего устройства» [9].
- метрологические характеристики точки:
 - идентификация оборудования: место установки; тип/модификация средств измерений; регистрационный номер типа СИ в ФИФ Единства измерений; заводские номера: ПУ, ТТ (если есть), ТН (если есть);
 - «ключевые параметры: метрологические характеристики

оборудования; дата ввода в эксплуатацию;

- график проверок/контроля: дата последней поверки; дата следующей поверки; дата следующей поверки; дата последнего съема показаний ПУ» [10].

е) «Обеспечение передачи данных из архива.

ж) Доступ к архивным данным АСКУЭ должен предоставляться за срок минимум 3,5 года, отсчитываемый от момента интеграции электросчетчика в систему» [19].

и) Оповещения о риске получения некорректных данных формируются при:

- вскрытии электронных пломб (корпус/клеммы);
- обнаружении воздействия магнитных полей;
- выходе прибора из строя из-за сбоя (аппаратного/программного);
- отключении (даже с последующим включением) или перезагрузке прибора

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) гарантирует ежесуточное обновление данных по точкам поставки, включая актуальные показания приборов учета, результаты инструментальных измерений и объемно-качественные параметры электроэнергии. Проектная реализация должна отвечать комплексу регламентов: монтаж приборов учета выполняется в строгом соответствии с энергопроектной документацией, соответствующей актуальной редакции ПУЭ, при этом категорически исключается применение дополнительных клеммных соединений во вторичных цепях трёхфазных ПУ, интегрированных через измерительные трансформаторы [29]. Система комплектуется компактными однофазными счетчиками со встроенными реле управления нагрузкой, предусматривает интегрированные устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) и обеспечивает эксплуатационную устойчивость при климатических воздействиях,

соответствующих классу УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Требования к ПУ:

- ПУ должны обеспечивать двухнаправленный учет активной и реактивной энергии (переменный ток) с минимальным классом точности 1,0 (акт.) / 2,0 (реакт.). Для трансформаторных ПУ требования выше: 0,5S (акт.) / 1,0 (реакт.). Срок до поверки: ≥ 16 лет (1Ф), ≥ 10 лет (3Ф). Возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения).
- «ПУ трансформаторного включения должны поддерживать применение коэффициентов трансформации (КТ) подключенных измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН).
- автономная работа часов ПУ (без внешнего питания) с абсолютной погрешностью ≤ 5 сек/день. Поддержка изменения часового пояса.
- требуется наличие интерфейса/протокола для синхронизации внутренних часов ПУ со сторонними эталонными источниками точного времени и их последующей корректировки» [9].
- ПУ обязаны обеспечивать учет активной и реактивной энергии с фиксацией значений на окончание программируемых расчетных периодов по не менее чем 4 программируемым тарифным зонам.

«Функционал измерения и вычислений в АСКУЭ охватывает комплекс ключевых электрических параметров. Система проводит замеры фазных напряжений (значение на каждой отдельной фазе) и линейных напряжений (межфазные значения, критически важные для трехфазных приборов учета). Параллельно фиксируются фазные токи в соответствующих линиях. На основе этих данных осуществляется расчет активной, реактивной и полной мощности, как пофазно, так и в суммарном выражении [30]. Для однофазных точек учета обязателен мониторинг тока в нулевом проводнике и вычисление

небаланса токов (величины расхождения между фазным и нулевым токами). Диагностика состояния сети включает определение угла сдвига фаз между векторами тока и напряжения в каждой фазе и расчет коэффициента мощности ($\cos \varphi$) для них же. Контроль качества электроэнергии (КЭ) реализуется через фиксацию отклонений по отдельным параметрам КЭ, при этом точность соответствующих измерений должна соответствовать классу S или выше (ГОСТ 30804.4.30-2013). Дополнительно система оснащена функцией контроля внешних магнитных полей, выявляющей наличие как переменных, так и постоянных магнитных воздействий» [10].

Дисплейная система ПУ (встроенная и/или выносная) должна отображать в следующих режимах:

- ручной режим: управление осуществляется кнопками;
- автоматический режим: циклический показ данных.
- текущие значения;
- текущие показания: суммарно и по активным тарифным зонам;
- активная мощность (P), реактивная мощность (Q);
- напряжение (U), ток (I), частота (f);
- углы сдвига между фазами (фазовый сдвиг);
- коэффициент мощности: значения $\cos \varphi$ для каждой фазы;
- вскрытие пломб: срабатывание электронных пломб корпуса и/или клеммной крышки;
- 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.

«Корректное отображение измерительной информации в АСКУЭ строго регламентируется требованиями к применяемым единицам измерения. Все данные, выводимые приборами учета, должны использовать

исключительно те единицы величин, которые официально разрешены к применению на территории Российской Федерации в соответствии с действующим Положением о единицах величин. В частности, это означает: обязательное отображение активной электрической энергии в киловатт-часах (кВт·ч), а реактивной электрической энергии – в киловар-часах (квар·ч). Соблюдение данного норматива обеспечивает стандартизацию показаний и исключает разночтения» [19].

Обеспечение оперативного визуального контроля за состоянием оборудования является критически важным для АСКУЭ. Каждый прибор учета в системе обязан оснащаться световой или иной индикацией, однозначно сигнализирующей о его работоспособном функционировании. Требования к размещению данной индикации включают два обязательных пункта: ее наличие непосредственно на корпусе самого прибора, а также на выносном дисплее – при условии, что такой дисплей предусмотрен конструктивным исполнением устройства. Это гарантирует возможность быстрой диагностики состояния ПУ как при локальном осмотре, так и при использовании удаленных интерфейсов.

«В базовой комплектации прибор учета обязан поддерживать три ключевых интерфейса для организации каналов передачи данных: оптический, импульсный и RS-485. При этом для приборов трансформаторного включения предъявляются дополнительные требования: помимо указанных трех обязательных каналов связи, такие устройства должны быть оснащены цифровым интерфейсом Ethernet» [10].

Обеспечение защиты прибора учета электроэнергии от несанкционированного доступа. Данная защита должна быть реализована в самом приборе учета и включать следующие функции:

- идентификацию и аутентификацию пользователей/устройств, взаимодействующих с прибором;
- контроль доступа к функциям прибора и хранимым данным на

основе заданных политик безопасности;

- контроль целостности программного обеспечения, конфигурационных параметров и данных учета для выявления несанкционированных изменений;
- регистрацию событий безопасности (журналирование) в специальном журнале событий прибора.

Фиксация попыток несанкционированного доступа. Прибор учета должен обеспечивать обнаружение и регистрацию следующих типов несанкционированного вмешательства:

- «вскрытие клеммной крышки: фиксируется с помощью энергонезависимой электронной пломбы;
- вскрытие клеммной крышки: фиксируется с помощью энергонезависимой электронной пломбы;
- внешнее магнитное воздействие: фиксируется факт воздействия на прибор постоянным или переменным магнитным полем» [9].

«Ключевым требованием к прибору учета является реакция на магнитные манипуляции. При идентификации воздействия (независимо от того, постоянным или переменным является магнитное поле) необходимо, чтобы устройство заносило в журнал событий детализированные данные о параметрах выявленного вмешательства» [19]:

- дату и время воздействия;
- факт превышения порога: запись производится при значении модуля вектора магнитной индукции 150 мТл и выше (пиковое значение).

Ведение журналов событий и качества. Прибор учета должен вести следующие журналы в энергонезависимой памяти, выделенной отдельными сегментами:

- журнал событий: регистрация системных событий и событий безопасности;
- журнал качества электроэнергии: регистрация событий, связанных с

нарушением индивидуальных параметров качества электроснабжения;

- каждая запись должна включать дату и время события;
- для событий качества электроэнергии должны указываться результаты нарушения конкретных параметров;
- объем памяти: каждый журнал должен обеспечивать хранение не менее 500 записей.

События, подлежащие регистрации в журналах. Прибор учета должен фиксировать в журналах событий следующие типы событий с указанием даты и времени их возникновения:

а) События несанкционированного доступа и вмешательств:

- 1) вскрытие клеммной крышки;
- 2) вскрытие корпуса);
- 3) воздействие постоянным или переменным магнитным полем с пиковым значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (с обязательной визуальной индикацией события);
- 4) попытка доступа с неуспешной идентификацией и/или аутентификацией;
- 5) попытка доступа с нарушением правил управления доступом (нарушение политик безопасности);
- 6) попытка несанкционированного изменения (нарушения целостности) программного обеспечения или параметров прибора.

б) Системные события и операции:

- 1) включение и отключение встроенного коммутационного аппарата (с указанием причины операции);
- 2) последнее перепрограммирование прибора;
- 3) «выполнение команды (с указанием типа команды и ее параметров);
- 4) установление связи с прибором, приведшее к изменению

конфигурационных параметров, режимов функционирования (включая параметры ограничения потребления/управления нагрузкой);

5) изменение направления перетока активной мощности (применимо к однофазным и трехфазным приборам прямого включения)» [10];

в) «События качества электроэнергии и аномалии сети:

1) отклонение напряжения в измерительных цепях от установленных пределов;

2) значительный небаланс тока между нулевым и фазным(и) проводом(ами)» [10];

3) отсутствие или снижение напряжения ниже порогового значения при наличии тока в измерительных цепях (для приборов с конфигурируемыми порогами; исключение: однофазные и трехфазные приборы прямого включения);

4) полное отсутствие напряжения или снижение ниже запрограммированного порога по каждой фазе (с фиксацией времени начала и окончания события);

5) инверсия фазы или нарушение чередования фаз (только для трехфазных приборов);

6) превышение заданного соотношения величин потребления активной и реактивной мощности.

г) «Для обеспечения документирования любых изменений хронометража при синхронизации, прибору учета требуется фиксировать факт коррекции времени в своем журнале событий. При этом в память устройства должны записываться либо временные метки, соответствующие моменту до внесения поправки и после нее, либо конкретная величина, на которую было скорректировано показание времени (т.е. размер временного смещения)» [9].

- д) Регистрация результатов самодиагностики. Прибор учета должен фиксировать в журнале событий результаты автоматической самодиагностики. Запись может производиться: по каждому выявленному факту неисправности или отклонения; в виде обобщенного события, суммирующего результаты проверки.
- е) Функция ограничения потребления (управление нагрузкой). Прибор учета электроэнергии, кроме моделей трансформаторного включения, должен обеспечивать возможность полного или частичного ограничения режима потребления электроэнергии (приостановления/ограничения предоставления коммунальной услуги) с использованием встроенного коммутационного аппарата. Эта функция включает возможность фиксации аппарата в положении «отключено» непосредственно на приборе учета и должна активироваться в следующих случаях:
- 1) вскрытие клеммной крышки;
 - 2) вскрытие корпуса (для приборов с разборной конструкцией);
 - 3) воздействие постоянным или переменным магнитным полем;
 - 4) «команда от системы (АСКУЭ): Получение соответствующего запроса от автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ);
 - 5) превышение лимитов энергии/мощности: Достижение или превышение запрограммированного в приборе предела потребленной электрической энергии или мощности;
 - 6) превышение критических параметров сети: Нарушение установленных в приборе предельных значений параметров электрической сети (например, напряжение, частота)» [9].
- ж) Возобновление подачи электрической энергии по запросу АСКУЭ, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении «включено» непосредственно на приборе

учета электрической энергии.

и) Хранение профилей энергии. Прибор должен обеспечивать:

- 1) регистрацию профилей: Активной/реактивной энергии (мощности) для принятой и отданной электроэнергии;
- 2) программируемый интервал: Интегрирование данных с настраиваемым шагом от 1 до 60 минут;
- 3) глубина архива: Хранение профилей в энергонезависимой памяти не менее 90 суток.

к) Хранение интегральных показателей. Прибор обязан сохранять в энергонезависимой памяти нарастающие итоги по активной/реактивной принятой/отданной энергии:

- 1) на начало текущего расчетного периода;
- 2) на начало каждого из предыдущих 36 программируемых расчетных периодов.

л) «Гарантия целостности данных и ПО. Прибор должен обеспечивать:

- 1) некорректируемую регистрацию и хранение: Журналов событий в энергонезависимой памяти;
- 2) выявление искажений: Фактов несанкционированного изменения/искажения» [19].

м) Защищенный информационный обмен. Прибор учета должен обеспечивать возможность организации защищенного информационного обмена с использованием протоколов передачи данных, утвержденных национальными стандартами РФ. Данный обмен не должен влиять на точность измерений и включает следующие функции:

- 1) «Передача данных:
 - текущие показания;
 - результаты измерений количества и других параметров электроэнергии;

- изменения паролей доступа к параметрам;
- результаты измерений количества и других параметров электроэнергии;
- данные о конфигурационных параметрах настройки» [10];

2) Удаленное управление (без влияния на измерения):

- корректировка текущей даты, времени и часового пояса;
- изменение тарифного расписания;
- изменение паролей доступа к параметрам;
- программирование состава и последовательности выводимой на дисплей информации (сообщений и измеряемых параметров);
- программирование параметров фиксации индивидуальных показателей качества электроэнергии и электрической мощности;
- программирование даты начала расчетного периода;
- программирование параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;
- изменение ключей шифрования (при их наличии);
- управление встроенным коммутационным аппаратом (фиксация в положении «отключено»): Применимо только для приборов, кроме моделей трансформаторного включения.

н) Требуется, чтобы прибор учета поддерживал функцию инициативной (автономной) отправки зафиксированных событий в систему сбора данных в реальном времени, без задержки, непосредственно при их возникновении. Параллельно необходимо обеспечить возможность гибкой настройки перечня типов событий, подлежащих такой незамедлительной передаче по инициативе самого устройства.

п) Физическая (аппаратная) блокировка является обязательным элементом конструкции счетчиков непосредственного (прямого) включения. Ее основная задача – недопущение несанкционированной активации встроенного коммутационного аппарата, предназначенного для реализации функций ограничения потребления/управления нагрузкой. Техническое исполнение блокирующего механизма в обязательном порядке включает возможность его пломбирования для предотвращения вмешательства.

2.3 Структура комплекса технических средств АСКУЭ

Проектируемая АСКУЭ нежилых помещений в МКД, отдельно стоящих нежилых помещений представляет собой комплекс программно-технических средств, включающих:

- микропроцессорные многофункциональные счетчики электрической энергии типа Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04, Меркурий 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04, Меркурий 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04;
- оборудование связи;
- УСПД Меркурий 250GR.4R;
- сервера: приложений, резервного копирования и базы данных АСКУЭ;
- программное обеспечение «ЛЭРС Учёт».

На контролируемых объектах аппаратная основа системы (первый уровень) развертывается с использованием следующих ключевых компонентов: микропроцессорные счетчики электроэнергии, выполняющие роль основных устройств учета; интегрированные с ними коммуникационные модули для приема и передачи данных; а также измерительные трансформаторы тока, подключенные к данным счетчикам.

Информация, получаемая в результате измерений, передается на верхний уровень (централизованные системы сбора) с применением PLC-технологии, использующей для передачи сигналов существующие линии электропитания:

В проекте на всех точках коммерческого учета предусматривается установка счетчиков электроэнергии моделей Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04, Меркурий 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04 и Меркурий 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04, которые имеют класс точности 1,0 и 0,5S для измерения активной электроэнергии и класс точности 1,0 для измерения реактивной электроэнергии соответственно.

Выбор для проектных задач пал на счетчики Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04, 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04 и 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04, отличающиеся набором встроенных интерфейсов. Модель 204 предоставляет связь по PLC и включает управляющее реле. Модель 234 ARTMX2-02 ограничена PLC-каналом. Наиболее продвинутой в плане связи, модель 234 ARTMX2-03, поддерживает одновременно GPS/GPRS и PLC. Критически значимой общей чертой является резервная передача информации по радиочастоте 868 МГц (RF), реализованная во всех устройствах.

На втором (маршрутизаторном) уровне архитектуры функционируют устройства сбора и передачи данных (УСПД). Их аппаратная конфигурация интегрирует PLC-модули и GSM/GPRS-модемы, формируя каналы связи для сбора показаний с приборов учета электроэнергии. Обмен данными в системе реализован по двум направлениям: нисходящие команды управления транслируются из Центра обработки данных (ЦОД) к удаленным счетчикам; восходящие потоки, направляемые от устройств учета в ЦОД, несут информацию о фактическом энергопотреблении, дополненную служебными данными с диагностическими показателями и актуальными статусами оборудования.

«Функционирование третьего уровня (ЦОД) в структуре АСКУЭ

обеспечивается за счет сервера баз данных и набора специализированного оборудования для организации каналов приема и передачи данных» [12].

«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» [18].

«Основное функциональное оборудование Центра обработки данных (ЦОД) представлено двумя ключевыми компонентами: аппаратурой приема-передачи данных и сервером базы данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), функционирующим на основе SQL-технологии» [12].

2.4 Комплекс технических средств точек учета

«Технические средства каждой точки измерения включают в свой состав:

а) измерительные компоненты:

- 1) измерительные трансформаторы тока;
- 2) многофункциональный микропроцессорный счетчик

электрической энергии и мощности;

3) линии присоединения счетчика к измерительным трансформаторам тока.

б) связующие компоненты:

1) каналы GPRS связи УСПД с ЦОД;

2) встроенные PLC модемы, преобразующие каналы передачи данных» [18].

2.5 Измерительные трансформаторы тока

В проектируемую систему допускается интеграция существующих измерительных трансформаторов тока модели Т-0,66, выпускаемых костромским заводом "ЭЛТИ". Данные трансформаторы полностью отвечают требованиям государственного стандарта ГОСТ 7746-2001, обладают классом точности измерений 0,5 и характеризуются межповерочным интервалом продолжительностью восемь лет. Конструктивной особенностью, обеспечивающей защиту от несанкционированного доступа, является клеммная крышка, допускающая опломбировку.

2.6 Электросчетчики

Для учета активной и реактивной электроэнергии прямого направления в системе применяются многофункциональные микропроцессорные счетчики: Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04, Меркурий 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04 и Меркурий 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04. Помимо учета энергии, эти устройства измеряют комплекс параметров сети: напряжение (фазное и линейное), ток в каждой фазе, коэффициент мощности, частоту, текущее время, дату и внутреннюю температуру счетчика.

Счетчики типа:

- Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04;
- Меркурий 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04;
- Меркурий 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04.

Сопровождаются полной технической документацией, включающей техническое описание, руководство пользователя, руководство по эксплуатации, методику поверки и свидетельство об утверждении типа. Данные документы поставляются вместе с приборами непосредственно от производителя – ООО «НПК Инкотекс».

«Основные технические характеристики электросчетчиков:

1. Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04:

- классы точности: 1,0 по активной энергии, 2,0 – по реактивной энергии;
- номинальное напряжение, В: 230 ;
- номинальный (максимальный) ток, А: 5 (100);
- потребление цепей измерения: $\leq 1,5/9,0$ ВА;
- диапазон рабочих температур: - 45 ... + 70 °С;
- интервал между поверками: - 16 лет;
- средняя наработка на/до отказ(а): - 320000 часов;
- хранение накопленных 30 или 60 мин. данных и /или суточного потребления не менее: 170 суток;
- габариты (длина, ширина, высота), мм 131x73,5x212 мм» [12].

2. «Меркурий 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04:

- классы точности: 1,0 по активной энергии, 2,0– по реактивной;
- номинальное напряжение, В: $3 \times (230)/400$;
- номинальный (максимальный) ток, А: 5 (100);
- потребление цепей измерения: $\leq 1,5/9,0$ ВА на фазу;
- диапазон рабочих температур: - 45 ... + 75 °С;
- интервал между поверками: - 16 лет;

- средняя наработка на/до отказ(а): - 320000 часов;
- габариты (длина, ширина, высота), мм 173,5х65х288,5» [12].

3. «Меркурий 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04:

- классы точности: 1,0 по активной энергии, 2,0; – по реактивной;
- номинальное напряжение, В: $3 \times (230) / 400$;
- номинальный (максимальный) ток, А: 5 (10);
- потребление цепей напряжения: $\leq 1,5 \text{ Вт} / 9,0 \text{ ВА}$;
- диапазон рабочих температур: - 45 ... + 70 °С;
- интервал между поверками: - 16 лет;
- средняя наработка на/до отказ(а): - 320000 часов;
- габариты (длина, ширина, высота), мм 173,5х65х288,5» [12].

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;
- счетчики имеют возможность дистанционного выключения и включения питания потребителя и имеют встроенное реле» [12].

«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» [12].

«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;
- 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» [12].

«Счетчик обеспечивает следующие параметры автоматизации:

- точность хода энергонезависимых часов не хуже $\pm 0,5$ с/сут;
- 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» [12].

2.7 Комплекс технических средств УСПД

«Телеметрическое устройство Меркурий 250GR.4R, выполняющее функции сбора и передачи данных (УСПД), составляет основу комплекса технических средств совместно с PLC-модемами и силовыми линиями, используемыми для организации каналов связи через встроенные в счетчики модемы PowerLine. Конфигурация оборудования предусматривает Ethernet-порт для прямого проводного подключения персонального компьютера или ноутбука при необходимости локальной настройки либо получения данных. Для реализации удаленного доступа к УСПД требуется установка внешней GSM-антенны и SIM-карты с поддержкой сервисов CSD или GPRS. Устройство поддерживает дистанционное соединение как по GPRS (с динамическим или фиксированным IP-адресом), так и по CSD (посредством коммутируемого телефонного канала)» [12].

Функциональные возможности включают автономный опрос приборов учета по установленному графику с архивацией результатов в энергонезависимую память самого УСПД, а также обеспечивают последующее восстановление архивных данных непосредственно из памяти счетчиков на требуемую временную глубину.

«УСПД Меркурий 250GR.4R 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 - 45 до + 70» [12].

«УСПД Меркурий 250GR.4R 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);
- УСПД обеспечивает сбор, вычисление, упорядочивание в базе данных и хранение в энергонезависимой памяти информации.

Передача измерительных данных со счетчиков на УСПД организована через PLC-каналы, использующие силовые линии в качестве физической среды. В рамках АСКУЭ коммуникация между УСПД (выступающими маршрутизаторами) и ЦОД базируется на мобильной связи GSM/GPRS. Для обеспечения надежности и безопасности УСПД размещаются в специализированных защищенных телекоммуникационных шкафах.

2.8 Комплекс технических средств ЦОД

Техническая база Центра обработки данных (ЦОД), необходимая для функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), комплектуется следующими ключевыми компонентами: серверный сегмент, включающий прикладной сервер, сервер СУБД и сервер резервирования данных; сетевое оборудование в виде коммутаторов; аппаратные комплексы приема-передачи данных для обеспечения связи; а также системы гарантированного электропитания, представленные резервными источниками бесперебойного питания (ИБП).

Интерфейсы:

«Интерфейс RS-232 – последовательный интерфейс, соответствующий стандарту EIA RS-232-C, известный также как интерфейс CCITT 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» [12].

Критически важная для функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) инфраструктура Центра обработки данных формируется четырьмя взаимодополняющими аппаратными сегментами. Первым компонентом выступает вычислительный кластер, интегрирующий три специализированных сервера: прикладной (для исполнения бизнес-логики), управления базами данных (обработка транзакций и хранение информации) и репликации (обеспечение отказоустойчивости через непрерывное резервное копирование).

Коммуникационная составляющая реализована через высокоскоростные коммутаторы уровня L2/L3, организующие транспортные потоки данных между внутренними компонентами системы. Для взаимодействия с удаленными объектами учета развернуты телеметрические шлюзы, выполняющие функции приема-передачи данных в режиме реального времени и обеспечивающие совместимость с разнородными протоколами связи.

Фундаментальным требованием к ЦОД является реализация редундантной системы электропитания. Данная подсистема базируется на источниках бесперебойного питания (ИБП) топологии double-conversion, автоматически переключающих нагрузку на резервные генераторы при нарушениях централизованного электроснабжения. Такая архитектура гарантирует непрерывность обработки данных даже в аварийных режимах работы энергосети.

Функции центра обработки данных (ЦОД):

- управление энергоснабжением абонентов: обеспечивает возможность дистанционного включения/отключения потребителей как по заданным алгоритмам (автоматически), так и по команде оператора в диспетчерском пункте;
- автоматизация балансовых расчетов: ежесуточно и ежемесячно система автоматически вычисляет и сводит баланс электроэнергии между вводным фидером и точками учета абонентов, включая общее потребление и распределение по тарифным планам;
- «мониторинг и управление приборами учета: по запросу от вышестоящего ПО предоставляет актуальные данные о статусе и исправности счетчиков, синхронизирует точное время на всех устройствах системы, позволяет удаленно корректировать настройки приборов (включая время и тарифные графики);
- оптимизация трафика связи: регулирует интенсивность опроса

приборов учета для минимизации расходов на передачу данных через GSM/GPRS-каналы» [19];

- система реализует автоматизированный мониторинг целостности данных посредством алгоритма реконсиляции показаний в указанном временном интервале. При обнаружении лакун в телеметрии или неполных архивных записей БД инициируется процедура асинхронного повторного опроса проблемных точек учета. Диспетчерский интерфейс визуализирует пространственное распределение неисправных узлов и приборов, не предоставивших ответ на запросы, с цветовой дифференциацией по критичности статуса;
- архивирование данных: выполняет выгрузку устаревших данных из основной базы с последующим сжатием (архивированием) для долгосрочного хранения и возможности восстановления при необходимости;
- «обеспечение отказоустойчивости: автоматически создает резервные копии всех полученных данных, настроек системы и программного обеспечения для оперативного восстановления после сбоев;
- формирование платежных документов: автоматически генерирует счета на оплату электроэнергии для абонентов в автономном режиме;
- сбор и хранение первичных данных: осуществляет прием, передачу и сохранение в БД АСКУЭ (автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии) исходной информации, поступающей от первичных измерительных комплексов;
- импорт данных в УСПД: обеспечивает загрузку данных о показаниях счетчиков на заданную дату и время суток в устройства сбора и передачи данных (концентраторы, УСПД)» [19];
- визуализация и документирование первичных данных: отображает на

экране и выводит на печать (в виде первичных учетных документов) информацию, полученную от первичных измерительных комплексов;

- «создание отчетности: генерирует отчетные формы различных типов в соответствии с требованиями пользователя;
- ведение метрологического реестра: хранит в базе данных метрологические характеристики (класс точности, поверки и т.д.) измерительных комплексов и их каналов;
- верификация достоверности: осуществляет проверку надежности и достоверности данных по утвержденным методикам и алгоритмам;
- контроль качества данных: проверяет полноту и логическую корректность поступающей информации на основе установленных правил и критериев» [19];
- формирование энергобаланса: интегрирует данные со всех точек учета и вычисляет баланс электроэнергии за указанный временной интервал.

«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» [12].

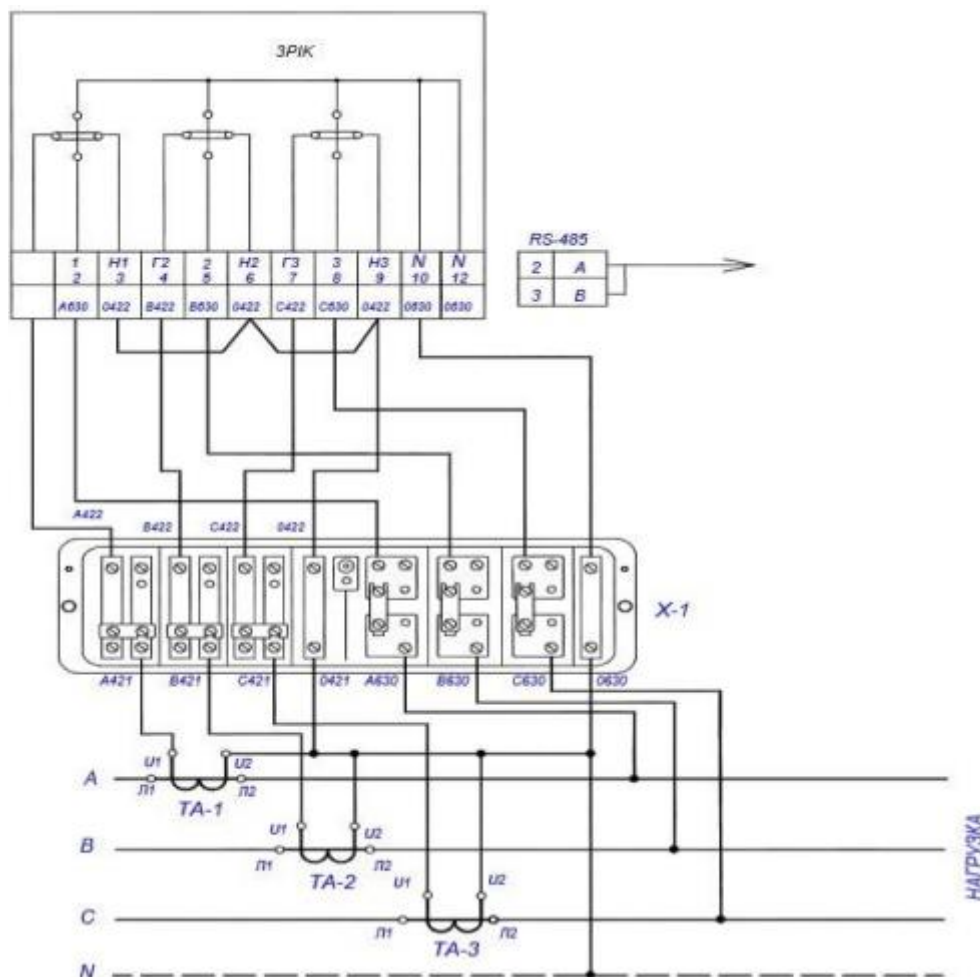
2.9 Подключение электросчетчиков

Для размещения одно- и трехфазных счетчиков электроэнергии используются: щиты на опорах/фасадах, щитовые нежилых помещений, ТП.

При монтаже приоритет отдается контролю состояния системы коммерческого учета (проверка счетчиков, измерительных цепей, ТТ, ТН) и

обеспечению ее физической безопасности от постороннего вмешательства.

Схема подключения трехфазного прибора учета полукосвенного подключения через испытательную клеммную колодку показана на рисунке 4.



5,6 и 7.

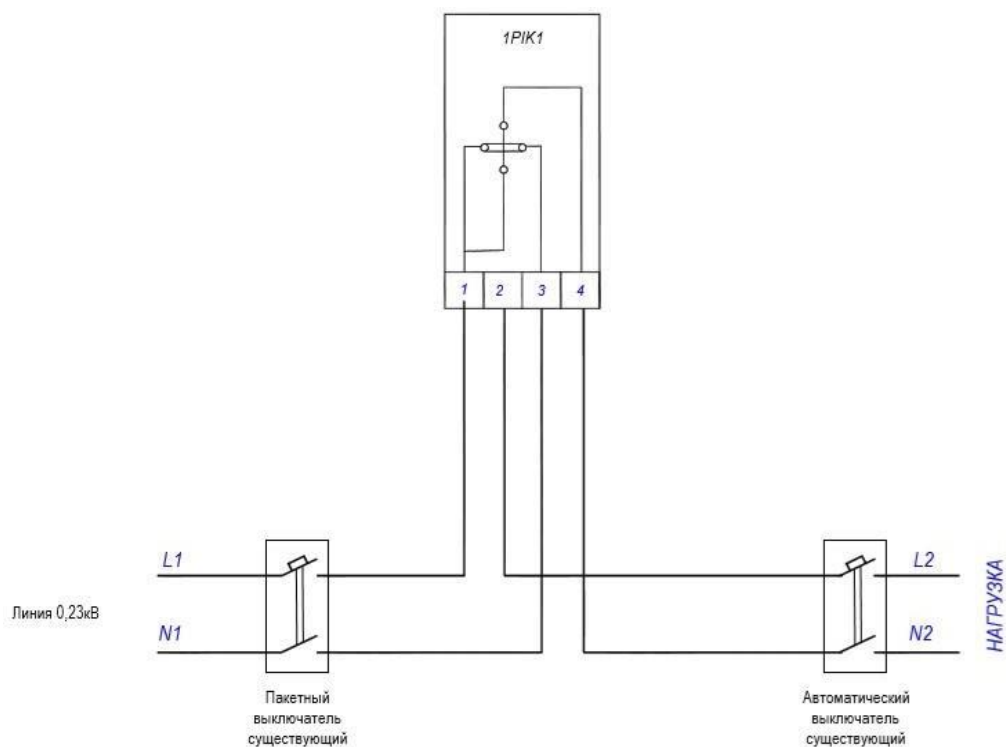


Рисунок 5– Схема подключения однофазных счетчиков

Примечание: реализуемая схема предполагает прямое подключение однофазных электросчётчиков к сети. Установка нового прибора учёта производится путём его размещения в имеющемся распределительном щите вместо демонтируемого оборудования. Монтажные работы по установке счётчиков и автоматических выключателей выполняются в строгом соответствии с проектной документацией без модификации существующей кабельной разводки. Данное кросс-платформенное решение ориентировано на стандартного абонента и применимо к любым аналогичным точкам ввода.

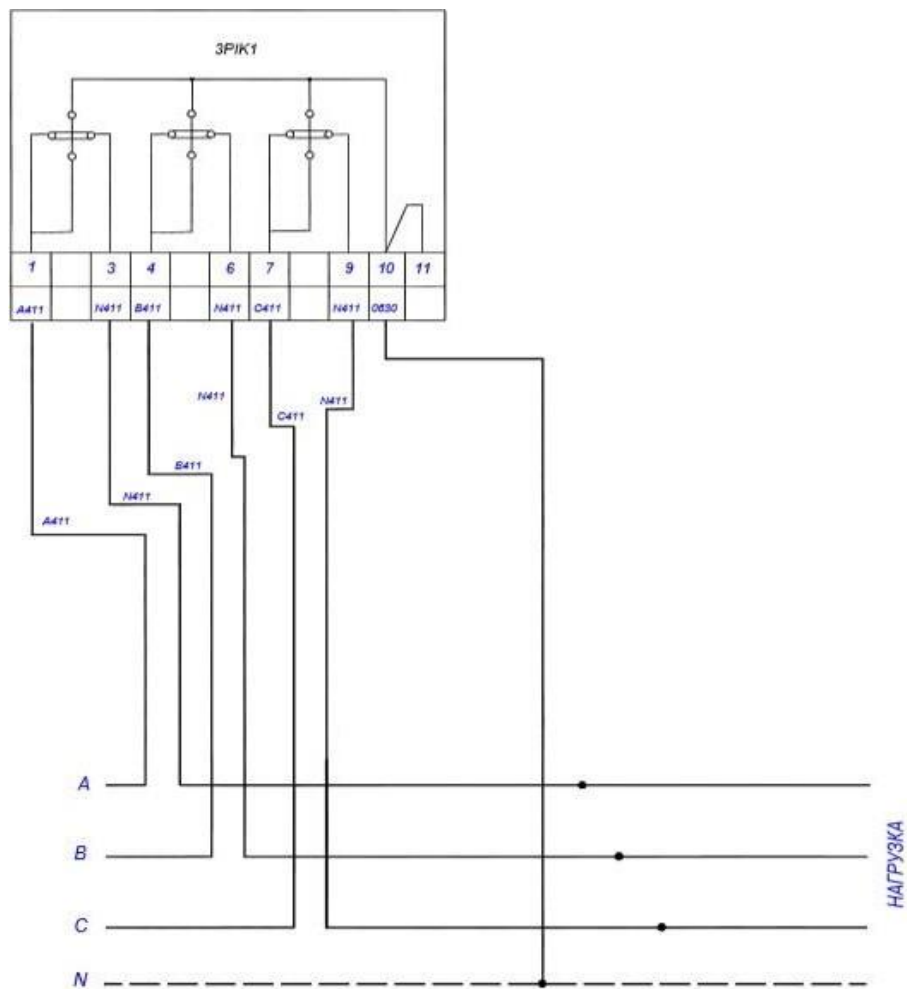


Рисунок 6 – Схема подключения трехфазных счетчиков прямого включения

Примечание:

Для трёхфазных счётчиков прямого включения применяется типовое схемное решение. Монтаж приборов учета выполняется по строго регламентированной схеме с использованием существующей кабельной инфраструктуры без замены проводников.

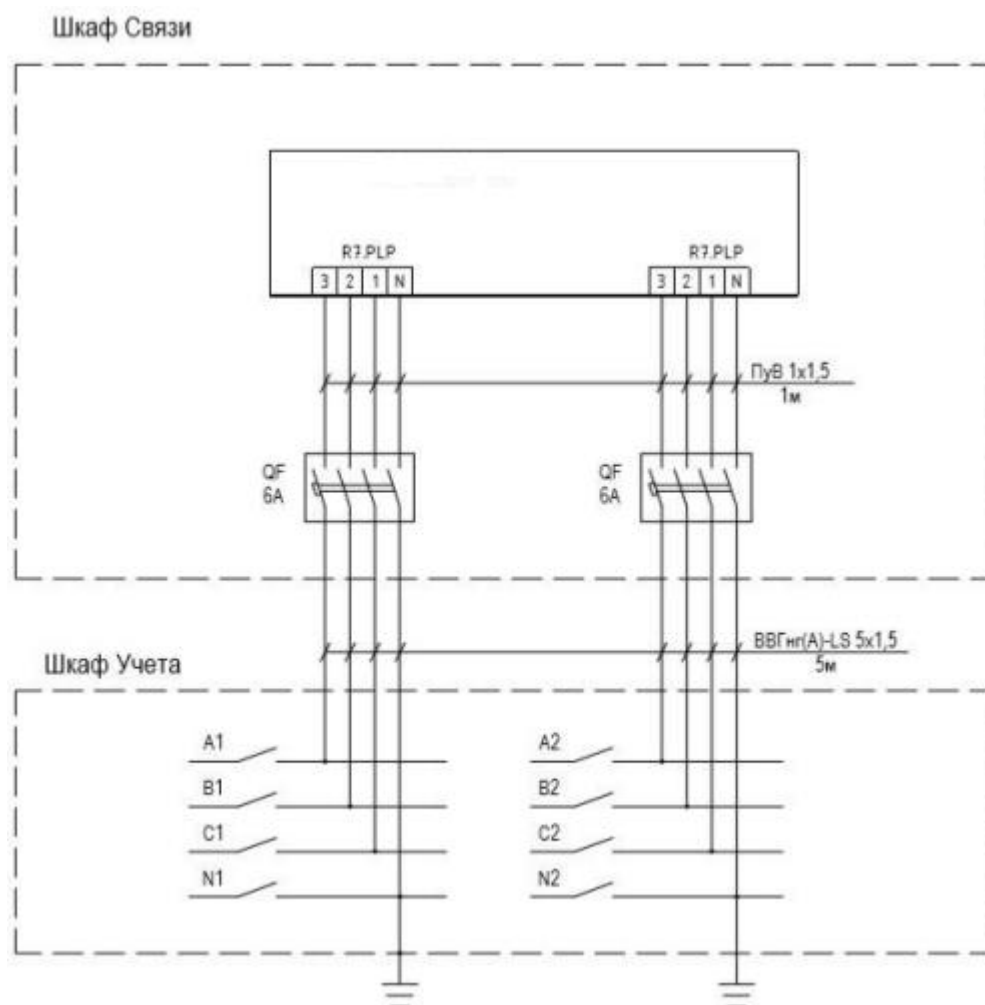


Рисунок 7 – Схема подключения УСПД

Примечание:

Интеграция УСПД осуществляется по стандартной схеме подключения с соблюдением следующих требований: монтаж в шкафу связи выполняется кабелем ПуВ $1 \times 1,5 \text{ мм}^2$, а заземляющий контур шкафа монтируется проводом ПуВГ $1 \times 4 \text{ мм}^2$ в желто-зеленой изоляции.

Таблица 2 – Перечень элементов для одного УСПД

Наименование	Ед.изм.	Кол-во
УСПД Меркурий 250GR.4R	шт.	1
Автоматический выключатель 4р ВА47-29 6А	шт.	2
Провод ПуВ 1х1,5	м	3
Провод ВВГнг(А)-LS 5х1,5	м	8
Гофроукав D16	м	6
Провод ПуВГ 1х4 желто-зеленый	м	4

Корпуса шкафного оборудования коммутируют с действующими заземляющими контурами зданий, обеспечивая электробезопасность обслуживающего персонала. Питание ИБП осуществляется от гарантированного источника ~230 В. Защитные функции АСКУЭ реализуются соединением корпусов шкафов, панелей и приборов с контурами заземления.

Однофазные и трехфазные приборы учета электроэнергии монтируются в следующих точках: распределительных щитах на опорах или фасадах зданий, электрощитовых нежилых помещений, а также трансформаторных подстанциях. На этапе монтажа приоритетными задачами являются проверка технического состояния всех компонентов коммерческого учета (включая измерительные цепи, трансформаторы тока/напряжения и сами счетчики) и организация защиты от несанкционированного вмешательства в элементы системы АСКУЭ на протяжении всего процесса установки.

Комплекс технических средств (КТС) ЦОД АСКУЭ включает аппаратную платформу для функционирования системы: серверное оборудование (приложений, БД и резервного копирования), сетевые коммутаторы, устройства приёма-передачи данных и ИБП, обеспечивающий

гарантированное электропитание инфраструктуры.

Для обеспечения электробезопасности персонала корпуса шкафов, панелей и устройств АСКУЭ интегрируются с действующими заземляющими контурами зданий. Питание ИБП осуществляется от гарантированного источника ~230 В через функциональное заземление.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) классифицирована как объект 2Б класса защищенности согласно требованиям Руководящего документа Гостехкомиссии России «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации...». Для предотвращения несанкционированной модификации параметров счетчиков реализован двухуровневый механизм защиты: на программном уровне используются пароли, на аппаратном – антивандальные пломбы и марки. Аналогичные протоколы безопасности, исключающие несанкционированное изменение настроек и данных, применяются для Устройств сбора и передачи данных (УСПД).

Защита Центра обработки данных (ЦОД) и программного комплекса «ЛЭРС Учёт» обеспечивается системой разграничения прав доступа, предотвращающей несанкционированные действия с информацией на уровне базы данных и приложений.

2.10 Программные средства

Безопасность ЦОД от несанкционированных действий обеспечивается за счет строгой политики разграничения доступа. В качестве базового ПО используются MS Windows Server 2008 (ОС) и MS SQL Server 2008 (СУБД). Доступ пользователей АСКУЭ к системе защищен уникальными паролями. Конфигурация системы включает политику, ограничивающую доступ к функционалу (задачам) в зависимости от конкретного рабочего места пользователя.

Система АСКУЭ обязана гарантировать выполнение следующих

требований безопасности:

- обязательная аутентификация: все пользователи проходят идентификацию и проверку подлинности (с использованием паролей) при входе в систему, доступе к устройствам, приложениям или информационным ресурсам;
- аудит доступа: все события регистрации пользователей в системе и завершения сеанса подлежат обязательному протоколированию. Записи включают дату, время, имя пользователя и результат аутентификации;
- идентификация устройств: устройства должны однозначно определяться по их логическим именам и сетевым адресам;
- контрольный доступ к журналам: право на просмотр протоколируемых событий предоставляется только авторизованным категориям пользователей;
- защита журналов аудита: протоколы процедур доступа и регистрации должны быть защищены от несанкционированного изменения пользователями системы.

Для обеспечения бесперебойной работы системы критически важен формализованный регламент восстановления, устанавливающий строгую последовательность действий по выполнению резервного копирования, регенерации информации и возврату системы к последней стабильной конфигурации. Параллельно реализуется принцип отказоустойчивости: архитектура системы включает встроенные механизмы восстановления данных, основанные на плановом создании резервных копий и обязательной верификации их целостности после генерации.

2.11 Аппаратные средства защиты

Аппаратная защита создает комплексный барьер против несанкционированного изменения параметров системы и воздействия внешних факторов. Ключевое оборудование (электросчетчики, серверы) оснащается антивандальными пломбами с термоактивными наклейками, обеспечивающими визуальный контроль целостности: при нарушении проявляется скрытый маркер (VOID-эффект).

2.12 Решения по квалификации и функциям персонала

Эксплуатационная модель АСКУЭ базируется на разделении оперативного персонала по функциональному признаку: специалистов технической поддержки и конечных пользователей. Ключевые роли в группе эксплуатации включают:

- системного администратора (программиста): ответственного за сопровождение ПО и ИТ-инфраструктуры на всех уровнях системы;
- инженера по аппаратным средствам: осуществляющего техподдержку оборудования АСКУЭ;
- системотехника: обеспечивающего бесперебойную работу технической платформы;
- ремонтный персонал: выполняющего регламентные работы по ТО, диагностике и восстановлению элементов системы.

2.13 Обучение и аттестация персонала

Процесс подготовки специалистов реализуется через последовательную методологию:

- а) Разработка учебной программы с детализированным содержанием курса;

- б) Проведение занятий в формате лекций и практикумов для освоения теории и формирования навыков;
- в) Создание контрольно-измерительных материалов (тесты, кейсы) для верификации компетенций;
- г) Развертывание учебного полигона – изолированной среды, эмулирующей производственную инфраструктуру;
- д) Содержательные модули сочетают теоретические занятия с практическими заданиями по ключевым направлениям:
 - 1) администрирование: инструментарий управления серверным ПО (консоли, веб-порталы), функционал и настройки;
 - 2) архитектура АСКУЭ: системная структура, назначение и взаимодействие программных компонентов;
 - 3) управление резервированием: стратегии бэкапа данных, восстановление БД СПОД и сопутствующих серверных компонентов;
 - 4) конфигурация компонентов: методики настройки серверных модулей (СПОД, служб опроса УСПД)

Техническое обслуживание компонентов системы.

Эксплуатационная документация оборудования регламентирует периодичность и методику обслуживания, направленного на поддержание функциональности компонентов. Для измерительных устройств обязательна плановая поверка с интервалами, указанными в паспортах оборудования.

Необходимость ремонта возникает при отказах ключевых элементов АСКУЭ:

- электросчетчика;
- программных средств;
- линий связи;
- аппаратных средств.

Выявленные расхождения в показаниях приборов учёта служат

основанием для замены на поверенные аналоги. После монтажа показания новых устройств сверяются с данными системы. Восстановление работоспособности линий связи выполняется при обнаружении сбоев передачи данных.

Выводы по разделу 2. Раздел диссертации посвящен созданию автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Рассмотренная архитектура системы базируется на трехуровневой модели. Первичный уровень (полевой) составляют интеллектуальные счетчики электроэнергии, установленные в точках контроля, сопряженные с ними измерительные трансформаторы тока, а также устройства сбора и передачи данных (УСПД). Передача измерительных данных на следующий уровень производится по линиям электропередачи с применением технологии PLC-модуляции. Уровень агрегации данных (УСПД): Представлен концентраторами (УСПД), оборудованными PLC-модемами для взаимодействия со счетчиками и GSM/GPRS-модемами для связи с центром. Ключевая функция данного уровня – сбор показаний с приборов учета. При этом командные сигналы передаются по нисходящему каналу (ЦОД → счетчики), а данные о потреблении энергии и служебная информация – по восходящему (счетчики → ЦОД). Центральный управляющий уровень (ЦОД) интегрирует серверную платформу баз данных АСКУЭ и телекоммуникационную инфраструктуру, при этом сетевое взаимодействие между устройствами сбора и передачи данных (УСПД) и ЦОД-сервером реализовано посредством GPRS-каналов связи. Параллельно с описанием системной архитектуры, в рамках исследовательского раздела проведен детальный анализ параметров: технических условий монтажа оборудования, кадрового обеспечения (включая требования к квалификации и функциональным обязанностям эксплуатационного персонала), а также регламентирующих процедур обслуживания компонентов системы.

3 Комплексный анализ рентабельности и технологической результативности систем АСКУЭ для предприятий коммерческого сектора

Технико-экономическое обоснование проекта внедрения АСКУЭ для потребителей коммерческого сектора подтверждает его высокую целесообразность. Система обеспечивает эффективное решение ключевых проблем гарантирующего поставщика, связанных со значительными коммерческими потерями: снижение необоснованно завышенных расходов, гарантирование своевременного съема показаний индивидуальных приборов учета (ИПУ) и предотвращение несанкционированного потребления электроэнергии.

3.1 Экономическое влияние внедрения АСКУЭ

Внедрение автоматизированных систем в сфере учета электроэнергии приносит значимый экономический эффект, главным образом за счет минимизации ошибок в расчетах и предотвращения связанных с ними потерь. По оценкам, это позволяет сократить затраты на электроэнергию на 15-30% в годовом исчислении. Первоначальные инвестиции в необходимое оборудование и создание системы, как правило, возвращаются уже в течение второго полугодия эксплуатации. Для участников рынка – сетевых организаций и гарантирующих поставщиков – автоматизация является ключевым инструментом для достижения более высокой точности учета, снижения издержек и оптимизации технических расходов.

Внедрение АСКУЭ приносит коммерческим потребителям следующие ключевые преимущества:

- достоверный учет и мгновенный контроль энергопотребления на каждом объекте (точке учета);
- снижение риска хищений электроэнергии за счет непрерывного

отслеживания баланса потребления;

- автоматизация формирования счетов на основе реальных данных о потреблении;
- оптимизация затрат на персонал путем исключения ручного съема показаний приборов учета;
- сокращение общих потерь энергии благодаря выявлению неэффективных режимов потребления и минимизации излишнего расхода в неэксплуатируемых помещениях.

Максимизация экономической отдачи от автоматизации учета возможна исключительно при интеграции всех генерируемых системой данных в управленческие решения. Данное условие предполагает наличие у специалистов экспертной компетенции и способности к интерпретации актуальных достоверных показателей. Операционная результативность АСКУЭ детерминирована одновременно качеством процессов управления и функциональной целостностью системы, поскольку фрагментарная автоматизация неизбежно приводит к деградации экономических эффектов.

Раздел формализует процедуру расчета инвестиционных расходов на закупку и интеграцию оборудования АСКУЭ в контексте текущего проекта. Подбор архитектурных решений и технических средств базировался на анализе практического опыта внедрения апробированных на энергетическом рынке аналогов. Полученная оценка капитальных затрат формирует фундамент для всех последующих расчетов экономической эффективности проекта.

Ключевой аспект: разработанная модель калькуляции затрат интегрирует результаты предпроектного аудита объекта и инженерные решения по АСКУЭ, зафиксированные в технической документации на проектируемый сегмент системы.

Существенно: экономия, достигаемая исключительно за счет автоматизации фиксации показаний счетчиков, ограничена. Стратегическая

ставка делается на максимизацию аналитических возможностей создаваемой системы при параллельном осуществлении контролируемых капиталовложений в энергоэффективность, а также на формирование механизмов стимулирования персонала, направленных на возврат инвестиций.

Таблица 3 – Стоимость 1 единицы оборудования для АСКУЭ

Оборудование	Тип	Стоимость, руб.
1-фазного прибора учета	Меркурий 204 ARTMX(2)-02 (D)POBHR.F04	16000,0
3-фазного прибора учета прямого включения	Меркурий 234 ARTMX2-02 (D)POBR.F04	20000,0
3-фазного прибора учета трансформаторного включения	Меркурий 234 ARTMX2-03 (D)PBR.F04	20000,0
Базовая станция (УСПД)	Меркурий 250GR.4R	80000,0
Итого:		136000,0

Цены по состоянию на июнь 2025г

«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» [18].

Внедрение системы приносит не только экономическую выгоду, но и

формирует ответственное отношение потребителей к энергопотреблению, мотивируя их внедрять энергосберегающие решения. Электропотребление структурно разделяется на две составляющие: базовую (обусловленную энергоёмкостью оборудования) и организационно-техническую (зависящую от режимов эксплуатации, потерь и вспомогательных нужд).

Сокращение базовой составляющей возможно преимущественно через замену оборудования или кардинальное изменение технологических процессов. Подобные меры сопряжены с высокими единовременными капитальными вложениями, которые могут быть экономически нецелесообразны или недоступны даже для крупных предприятий, оставаясь для них существенной проблемой.

В этой связи ключевым направлением становится оптимизация организационно-технической составляющей. Она менее капиталоемка, и при эффективной реализации соответствующих мероприятий (оптимизация режимов, снижение потерь) позволяет достичь значительного и быстрого роста энергоэффективности.

В структуре организационно-технического обеспечения приоритетными являются несколько составляющих:

Характерной особенностью договорной составляющей выступает расчет ее величины преимущественно по завышенным нормативам, закрепленным предварительными договорами, в ущерб учету фактически сложившегося уровня потребления. «Применение АСКУЭ позволяет платить только за реальный расход энергоресурсов.

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

Принцип режимно-тарифной оптимизации основан на адаптивности графика эксплуатации технологического оборудования. Это позволяет

переносить энергоемкие процессы на периоды действия пониженных тарифов (ночное/вечернее время), что дает возможность существенно снизить совокупные затраты на электроэнергию.

«Применение АСКУЭ 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].

Системы АСКУЭ обеспечивают снижение технологических потерь электроэнергии через два ключевых механизма: повышение метрологической точности измерений и своевременную идентификацию нештатных эксплуатационных режимов.

Результативность расчета выгод от внедрения интеллектуальных счетчиков в значительной степени определяется точностью прогнозов электропотребления. На первом этапе (год после внедрения) заложена стагнация спроса – консервативная оценка, подтверждаемая исследованиями о потенциале энергосбережения данной технологии. В долгосрочной перспективе (до 2030 г.) базовый сценарий предполагает ежегодный прирост потребления на 0,8%. Однако, учитывая сдерживающее влияние интеллектуальных счетчиков на спрос (благодаря предоставлению пользователям информации для минимизации расходов), данный прогноз

рассматривается как верхняя граница ожиданий. Помимо прямого сокращения объемов потребления, технология должна оказать снижающее давление на среднюю цену электроэнергии уже в первый год. Механизм этого эффекта двусторонен: 1) снижение и сглаживание пиков нагрузки позволяет энергосистеме функционировать с меньшей резервной мощностью; 2) оперативное управление генерацией, синхронизированное с актуальными данными о нагрузке, поступающими от счетчиков, повышает общую эффективность работы генерирующих активов.

3.2 Потери при хищении электроэнергии

Стратегическая задача внедрения АСКУЭ заключается в деперсонализации учетных операций. Переход на автоматизированное управление нагрузкой гарантированно предотвращает возникновение погрешностей и сбоев, характерных для ручного выполнения процессов (таких как некорректный ввод данных или ошибочные регулирующие воздействия).

«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» [19].

Максимальную выгоду от автоматизированных систем извлекают энергосбытовые компании. Следует понимать, что определенная доля потерь (технологические в ЛЭП, погрешности приборов учета) носит объективный характер и не подлежит полному устранению. В то же время, львиная доля проблем приходится на управляемые коммерческие потери — хищения

(безучетное потребление) и неоплату, снижение которых напрямую зависит от эффективности внедренных систем контроля.

Криминогенная составляющая коммерческих потерь энергосбытовых компаний преимущественно обусловлена несанкционированным потреблением электроэнергии и вмешательством в работу счетных узлов приборов учета. Традиционные методы противодействия посредством регулярного патрулирования объектов требуют значительных эксплуатационных расходов на содержание контрольно-ревизионного персонала. Эмпирические данные свидетельствуют, что визуальный контроль целостности пломбировочных устройств и клеммных корпусов не обеспечивает должного уровня безопасности. В данном контексте АСКУЭ предоставляет технологические преимущества: интеграция датчиков вскрытия с генерацией тревожных событий в режиме реального времени и непрерывный мониторинг потребления через телеметрические каналы.

Рассмотрим два вида вмешательств физическое вмешательство и взлом данных:

Физическое вмешательство, подразумевающее обязательное нахождение потребителя рядом со счетчиком, представляет наибольшую сложность для противодействия со стороны интеллектуальных функций прибора. В таких случаях закономерно основное бремя ответственности ложится на самого абонента.

Атаки, нацеленные на компрометацию данных, отличаются повышенной сложностью и чаще всего иницируются структурами организованной преступности. Ключевые мотивы включают извлечение прибыли из краж энергоресурсов, коммерциализацию устройств и ПО для взлома интеллектуальных счетчиков, а также, в экстремальных сценариях, реализацию целей кибервойны. Способы искажения данных разнообразны: фальсификация показаний в хранилищах счетчиков, компрометация систем обработки информации, несанкционированная подмена значений.

Физическое вмешательство в работу интеллектуальных счетчиков классифицируется по следующим методам:

- несанкционированное шунтирование (байпас) / Перекос фаз: Данный метод предполагает создание альтернативной цепи питания нагрузки (например, через металлическую пластину), подключаемой к токоведущим клеммам счетчика в обход измерительных элементов. Это искусственно занижает регистрируемое потребление. Обнаружение подобного вмешательства затруднительно при скрытом монтаже счетчика. Ключевым индикатором является нарушение баланса токов в фазном и нейтральном проводниках – их несоответствие служит сигналом для проверки прибора.
- реверсирование фазных подключений: Изменение порядка подключения фазных проводов заставляет счетчик регистрировать отрицательные значения мощности, создавая эффект обратного отсчета показаний. В однофазных системах современные счетчики легко детектируют такую аномалию по отрицательным показаниям. В трехфазных системах реверсирование одной фазы приводит к тому, что счетчик фиксирует только разницу между ее потреблением и суммой двух других фаз ($\approx 1/3$ реального потребления). Эффективной контрмерой является применение антивандальных герметичных корпусов.
- магнитное воздействие: Наиболее уязвимыми элементами счетчика являются датчики тока и напряжения. Поскольку напряжение в сети относительно стабильно, основная нагрузка при измерениях ложится на датчик тока. При использовании трансформаторного датчика тока применение мощного магнита вызывает насыщение магнитопровода, что приводит к значительным погрешностям в показаниях.
- воздействие электростатическим разрядом (ЭСР): Целенаправленная подача высоковольтного импульса (например, от свечи зажигания

или ЭЛТ-устройства) может вывести из строя электронные компоненты счетчика, полностью нарушив его функциональность. Предотвращение такого вмешательства требует реализации дорогостоящих схем экранирования и защиты от перенапряжений.

Кибернетические атаки на интеллектуальные счетчики классифицируются по следующим методам:

- аппаратный анализ интерфейсов программирования: прямой доступ к контактным площадкам микросхемы памяти позволяет зондировать сигналы программирования. Последующий анализ этих сигналов дает возможность реконструировать алгоритмы работы устройства и выявить уязвимости прошивки.
- радиомониторинг и эмуляция с помощью SDR: программно-определяемые радиомодули (SDR) позволяют перехватывать и анализировать обмен данными между счетчиками и другими сетевыми устройствами. Это создает основу для последующей эмуляции легитимного сетевого узла.
- компрометация радиоканала связи: используя стандартное цифровое радиооборудование, злоумышленник может перехватывать трафик в сети счетчиков. При знании протокола и формата команд появляется возможность внедрения несанкционированных управляющих сигналов.
- пассивный перехват трафика (Sniffing): уязвимость распространенных протоколов связи счетчиков (ZigBee, PLC и др.) позволяет осуществлять несанкционированный перехват потребительских данных. Похищенная информация не только нарушает конфиденциальность, но и используется для подготовки целевых атак. Решение требует внедрения стойких протоколов и аутентификации, что увеличивает эксплуатационные затраты.
- подмена узлов сети (Spoofing): физическая доступность счетчиков

позволяет злоумышленникам проводить обратный инжиниринг протоколов. На этой основе создаются устройства-имитаторы, маскирующиеся под легитимные счетчики для несанкционированного доступа или манипуляций.

- сетевые эпидемии вредоносного ПО: эксплуатация уязвимостей протоколов управления позволяет распространять вредоносное ПО по сети счетчиков. Массовый вывод приборов учета из строя способен вызвать каскадные сбои в работе распределительной сети.
- несанкционированное считывание учетных данных: использование оптического диагностического порта (часто типа IrDA) для извлечения паролей и служебных ключей доступа, содержащихся в памяти счетчика.
- организованные атаки типа "Отказ в обслуживании" (DDoS): Целенаправленная перегрузка каналов связи или вычислительных ресурсов инфраструктуры (Head-End Systems, MDMS) потоком ложных запросов. Результат – блокировка легитимного обмена данными и потеря управляемости сетью учета. Один из наиболее масштабных и разрушительных сценариев.
- фальсификация телеметрии (False Data Injection): целенаправленное внедрение искаженных данных измерений в систему управления сетью. Это провоцирует некорректную оценку состояния сети диспетчером, что потенциально приводит к масштабным авариям.

Выводы по разделу 3. Экономическая эффективность автоматизации систем учета электроэнергии напрямую коррелирует с объемом первоначальных инвестиций. Этот принцип объясняется тем, что тщательная проработка на этапах выбора решения, проектирования и внедрения – включая детальное документирование процессов и регламентацию – обеспечивает значительное снижение эксплуатационных затрат (OPEX) в долгосрочной перспективе. Качественно реализованная автоматизация

генерирует существенно большую экономию средств, компенсируя высокие стартовые вложения.

Данный подход особенно актуален в современных условиях энергорынка:

- рост стоимости ресурсов: удорожание энергоносителей требует внедрения строгого контроля потребления;
- усложнение расчетов: многотарифные системы резко увеличивают нагрузку на биллинговые платформы энергосбытовых компаний;
- требования к оптимизации: Необходимость повышения энергоэффективности диктует потребность в точном анализе качества электроэнергии и детектировании коммерческих и технических потерь.

Таким образом, автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) обладают высоким потенциалом для внедрения во всех сегментах электроэнергетики — от генерации и сетевого комплекса до конечных потребителей, включая коммерческий сектор.

Заключение

Магистерское исследование анализирует архитектуру и функциональные принципы автоматизированной системы сбора данных индивидуальных приборов учёта электроэнергии (АСКУЭ ИПУ). Представленное решение служит эффективным механизмом решения комплекса задач энергоучёта.

В работе детализированы: системная архитектура, классификация оборудования, ключевые инженерные решения, монтажные нормативы и принципиальные схемы интеграции компонентов.

Существенное преимущество АСКУЭ заключается в возможности детального анализа параметров передачи мощности и энергии. Этот функционал обеспечивает выявление неэффективных режимов работы потребителей. Применение автоматизированных систем коммерческого учета способствует снижению объемов потребляемой электроэнергии, что напрямую повышает экономическую эффективность потребителей.

Реализация проектных решений АСКУЭ генерирует следующие системные эффекты: ускорение процессов планирования энергопотребления при повышении достоверности прогнозов, сокращение операционных расходов на мониторинг и сбор данных учета, формирование основы для оптимизации тарифных моделей и точного расчета фактического электропотребления.

В исследовании количественно оценена экономическая результативность внедрения системы на различных иерархических уровнях энергетического комплекса. Высокая значимость совершенствования коммерческого учета электроэнергии сохраняется для корпоративного сектора и государственных институтов, поскольку цифровизация управления энергопотреблением обеспечивает предприятиям инструментарий для существенного снижения финансовых нагрузок в энергетическом сегменте.

Список используемой литературы и используемых источников

1. АСКУЭ как инструмент энергосбережения [Электронный ресурс]: ООО «Энергоучет», г. Самара. URL: <http://www.eusama.narod.ru/docs/EU-pub1.pdf> (дата обращения: 02.04.2025).
2. Воротницкий В. Э. Методы и средства выявления безучетного потребления электрической энергии при наличии приборов учета. ДиалогЭлектро, 2010.
3. Журнал «ИСУП». Отраслевой научно-технический журнал [Электронный ресурс]. URL: <http://isup.ru/articles/6/335/> (дата обращения: 02.04.2025).
4. Журнал «ИСУП». Отраслевой научно-технический журнал [Электронный ресурс]. URL: <https://isup.ru/articles/18/893/> (дата обращения: 02.04.2025).
5. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 03.03.2025).
6. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Постановление Правительства РФ от 30.12.2003 № 792. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 03.03.2025).
7. 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: 03.03.2025).
8. Консультант плюс: справочно-правовая система [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ (последняя редакция). URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 03.03.2025).
9. Костин С. Н., Русаков В. Н., Синютин П. А. Организация внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии промышленных потребителей / Промышленная энергетика. 2008. №6.
10. Лоскутов А.Б., Гардин А.И., Лоскутов А.А. Автоматизированная

система контроля и учета электроэнергии – Нижний Новгород: Изд-во НГТУ, 2018.

11. Матрица производство систем энергоучета [Электронный ресурс]. URL: <http://matrica.nt-rt.ru/images/manuals/TD%20AIIS%20KUE.pdf> (дата обращения: 02.04.2025).

12. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» / Москва, Кремль, 2018

13. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7 издание. С.-Пб. : Энергоатомиздат, 2009. 289 с.

14. 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.

15. Прозоровский, Е.Е., Использование распределительных силовых сетей для организации канала связи в системах телекоммуникации / Е.Е. Прозоровский. // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. Науки. – 2013. Спецвыпуск. – с. 115-119.

16. Тольяттинский государственный университет» Методические указания по оформлению выпускных квалификационных работ по программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры / Тольятти: ТГУ, 2021, - 40 с.

17. Тубинис, В. В. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью. : Электро. 2003. 283 с.

18. Тубинис, В. В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии в Италии. : Электро. 2004. 238 с.

19. Учет и контроль электроэнергии. Конспект лекций: учебное пособие / А.В. Лыкин. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2019

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: 21.05.2025).
21. 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: 21.05.2025).
22. 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: 21.05.2025).
23. 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
24. 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: 21.05.2025).
25. Incotex Electronics Group [Электронный ресурс]. URL: <https://www.incotexcom.ru/files/em/docs/mercury-plc-2-fast-start.pdf> (дата обращения: 02.04.2025).
26. 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: 10.05.2025).
27. 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: 21.05.2025).
28. Sayyad, Dr. Theft Detection and Disconnection in Electricity Energy Meter using IoT [Электронный ресурс].

URL: <http://ijraset.com/fileserve.php?FID=17285> (дата обращения: 10.05.2025).

29. 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: 10.05.2025).

30. 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: 10.05.2025).