

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования

Направление: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль: Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы

Кафедра: Общенаучных дисциплин

Доцент с и.о. зав кафедрой ОНД

_____ К.В. Кондратьева

« 19 » июня 2026 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему:

«Оценка перспектив внедрения интеллектуальных систем учёта
электроэнергии компании «Россети» производственного отделения
«Кунгурские электрические сети»»

Студент: _____ В.З. Рашидов
(подпись, дата)

Группа: АЭП-21-16з ЛФ

Состав ВКР:

1. Пояснительная записка на _____ стр.
2. Графическая часть на _____ листах
3. Электронный носитель с материалами ВКР

Руководитель: _____ ст. преподаватель В.Г. Лопатин
(подпись, дата)

Проверено

на наличие

заимствования: _____ канд. экон. наук, доцент, К.В. Кондратьева
(подпись, дата)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Лысьвенский филиал федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Факультет: Профессионального образования

Направление: 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль: Автоматизированный электропривод и робототехнические комплексы

Кафедра: Общенаучных дисциплин

Доцент с и.о. зав кафедрой ОНД

_____ К.В. Кондратьева

« 03 » марта 2026 г.

ЗАДАНИЕ **на выпускную квалификационную работу**

Фамилия, имя, отчество Рашидов Вячеслав Закирович

Группа: АЭП-21-1бз ЛФ

Начало выполнения работы: 05 февраля 2026 г.

Срок предоставления на кафедру: 11 июня 2026 года

Защита работы на заседании ГЭК: 24 июня 2026 года

1. Выпускная квалификационная работа на тему: «Оценка перспектив внедрения интеллектуальных систем учёта электроэнергии компании «Россети» производственного отделения «Кунгурские электрические сети»».

2. Исходные данные к работе: техническая документация по учёту электроэнергии; технические средства учёта электроэнергии. Учебная и техническая литература, сайты по системам и средствам учёта электроэнергии.

3. Содержание пояснительной записки:

а) Введение. Отразить состояние и актуальность представляемой темы, сформулирована цель и конкретные задачи исследований. Также конкретизировать объект и предмет исследований, принцип его работы. Определить методы исследований и значимость работы для теории и практики, непосредственно для конкретного производства. В краткой форме сформулировать необходимость разработки данной темы, указать текущее состояние разрабатываемой темы, к какой области науки и техники относится выполняемая работа. Описать требования, предъявляемые к безопасности труда.

Общий объём до 5 страниц.

б) Основная часть:

Исследовательский раздел. Изучение и анализ нормативно-правовых документов и теоретических вопросов, состояние дел в избранной предметной области на основе анализа литературных источников, обоснование принятых решений. В данный раздел включить:

- 1) современные системы учёта и контроля электроэнергии;
- 2) основные функции работы системы учёта и контроля электроэнергии;
- 3) основные элементы системы,
- 4) технологии передачи информации;
- 5) Основное преимущество использования АСКУЭ;
- 6) Многоуровневость систем учёта;
- 7) Оборудование сбора и обработки данных;
- 8) Интеллектуальная система учёта энергоресурсов (ИСУ);
- 9) Беспроводная система энергомониторинга;
- 10) Перспективы развития системы учёта и контроля электроэнергии.

Объем от 15 до 30 страниц. В конце раздела должны быть сделаны краткие выводы.

в) Технологический (конструкторский) раздел. В данном разделе выполнить сам проект, а именно:

- 1) Построить алгоритм работы оборудования системы учёта и контроля электроэнергии, обозначить основные функции и механизм их реализации;
- 2) Разработать функциональную схему системы учёта и контроля электроэнергии;
- 3) Выбор основных компонентов системы;
- 4) Разработать связь между отдельными элементами системы, связь с АСУ верхнего уровня, соединение с ПК;
- 5) Определение основных критериев и способов их достижения;
- 6) Разработать структуру АСКУЭ;
- 7) Предложить способы оценки эффективности системы и, по возможности, подтвердить их расчётами.
- 8) Полученные результаты сравнить с известными техническими решениями;
- 9) Сделать выводы о проделанной работе.

Объём от 15 до 30 страниц.

Заключение. Краткое изложение решаемых в рамках ВКР задач и полученных результатов, практическая значимость работы для исследуемого объекта, соответствие полученных результатов теме и заданию ВКР. Определить значимость проделанной работы для дальнейшего её использования. Объем до 1,5 страниц.

4. Перечень графического материала.
 - 4.1 Схема электрическая структурная.
 - 4.2 Схема соединений и подключений.
 - 4.3 Функциональная схема.

5. Дополнительные указания: нет
6. Основная литература

6.1 ГОСТ 7.32-2017 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

6.2 Правила устройства электроустановок. - 7-е изд. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003

6.3 Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ // Консорциум кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс] - URL: <http://docs.cntd.ru/document/901856089>.

6.4 Об энергосбережении: Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ // Консорциум кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс] - URL: <http://docs.cntd.ru/document/902186281>.

6.5 ГОСТ 8.009-84: Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений // Консорциум кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс] - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200004505/>

6.6 Коммерческий учёт электроэнергии. www.mrsk-1.ru.

6.7 ТКП 308-2011. Правила приёма в эксплуатацию автоматизированных систем контроля и учёта электрической энергии, установленных в жилых и общественных зданиях

6.8 РД 34.11.114-98: Учёт электрической энергии и мощности на энергообъектах. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования // Консорциум кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс] - URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200029930>.

6.9 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: Утверждены Приказом Минэнерго от 13.01.03 №6 // Консорциум кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс] - URL: <http://docs.cntd.ru/document/901839683/>.

6.10 Правила учёта электрической энергии: Утверждены Минтопэнерго 19.09.96. // Консорциум кодекс: электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс] - URL: <http://docs.cntd.ru/document/9032141>.

6.11 Типовой стандарт «Техническая политика. Системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничного рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети».- М., 2014.

6.12 Кузнецов, Е.П. Организация и средства учёта энергоносителей – учеб. пособие / Е.П. Кузнецов, Г.И. Сарпов – СПб., 2001. – 53 с.

6.13 Создание АИИС КУЭ // ИК «Энергоаудитконтроль». [Электронный ресурс] - URL: <http://www.ackye.ru/activities/aiskue/>.

6.14 АСКУЭ современного предприятия // ЭНЕРГОУЧЁТ: сайт предприятия по созданию АСКУЭ. [Электронный ресурс] - URL: <http://www.eu.sama.ru/askue.html>.

6.15 Мышляева, И.М. Цифровая схемотехника: Учебник для сред. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. –400с.

6.16 Электротехнический справочник: В 4 т. /Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 1998, 2002.

Руководитель ВКР _____ ст. преподаватель В.Г. Лопатин
(подпись, дата)

Задание получил _____ В.З. Рашидов
(подпись, дата)

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ БАКАЛАВРА

№ п/п	Содержание разделов	Объем этапа, в %	Срок выполнения		Подпись научного руководителя
			начало	конец	
	Введение	5/5	10.02.2026	03.03.2026	
1.	Исследовательский раздел	35/40	23.02.2026	24.04.2026	
1.1.	Постановка задачи проектирования	5/10	23.02.2026	13.03.2026	
1.2.	Проектирование системы учёта	20/25	13.03.2026	24.03.2026	
1.3	Выбор комплектующих изделий	35/40	24.03.2026	04.04.2026	
2.	Технологический (конструкторский) раздел	50/90	24.04.2026	14.06.2026	
2.1.	Разработка структурной и функциональной схем	10/50	24.04.2026	08.05.2026	
2.2.	Разработка способов оценки эффективности системы	25/65	08.05.2026	18.05.2026	
2.3	Реализация поставленных задач и сравнение полученных результатов с известными техническими решениями	50/90	18.05.2026	05.06.2026	
	Заключение	2/92	06.06.2026	07.06.2026	
	Список использованных источников	1/93	08.06.2026	09.06.2026	
	Оформление ВКР	2/95	09.06.2026	10.05.2026	
	Представление ВКР на проверку и отзыв научному руководителю		09.06.2026	10.06.2026	
	Представление ВКР на проверку заведующему кафедрой		09.06.2026	10.06.2026	
	Защита ВКР на заседании ГЭК	5/100	24.06.2026	25.06.2026	

Руководитель ВКР

ст. преподаватель В.Г. Лопатин

«10» июня 2026 г.

Задание получил _____ В.З. Рашидов

«05» февраля 2026 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 69 страниц, 5 таблиц, 12 рисунка, 21 источников литературы, 4 чертежа (Приложение А, Б, В, Г), 2 свидетельства о рационализаторском предложении (приложение Д, Е)

Ключевые слова: ИСУЭЭ, интеллектуальная система учёта электроэнергии, прибор учёта, коммерческие потери, технические потери, цифровизация электросетевого комплекса, АСКУЭ, СПОДЭС, GSM-модем, электроснабжение.

Объектом исследования является процесс учёта и контроля потребления электрической энергии в распределительных сетях компании ПАО «Россети».

Предметом исследования являются перспективы внедрения интеллектуальной системы учёта электроэнергии и её влияние на снижение потерь электроэнергии, повышение качества учёта и эффективности эксплуатации электросетевого комплекса.

Цель работы заключается в оценке перспектив внедрения интеллектуальной системы учёта электроэнергии в компании Россети ПО КУЭС, анализе её функциональных возможностей, особенностей эксплуатации и влияния на показатели работы сетевой организации.

В работе рассмотрены основные виды технических и коммерческих потерь электроэнергии, причины их возникновения и способы снижения. Проведён анализ безучётного и бездоговорного потребления электроэнергии, исследованы требования действующего законодательства Российской Федерации в области интеллектуального учёта электроэнергии. Рассмотрены структура, принципы работы и основные функции ИСУЭЭ, включая автоматизированный сбор, передачу и обработку данных, дистанционный мониторинг и управление нагрузкой.

Выполнен анализ реализации протокола СПОДЭС и особенностей внедрения интеллектуальных приборов учёта различных производителей. Исследованы вопросы организации каналов связи, передачи данных и проведения пусконаладочных работ оборудования. На основании проведённого исследования определены преимущества внедрения ИСУЭЭ, выражающиеся в снижении коммерческих потерь, повышении достоверности учёта электроэнергии, сокращении эксплуатационных затрат и повышении эффективности управления электросетевым хозяйством.

Практическая значимость работы заключается в возможности использования полученных результатов при внедрении и развитии интеллектуальных систем учёта электроэнергии в распределительных сетях ПАО «Россети».

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень сокращений и обозначений	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ИСТОРИЯ И РАЗВИТИЕ ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ», «ПЕРМЬЭНЕРГО» ПО КУНГУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	8
1.1 Историческая справка и структура компании Россети	8
1.2 Развитие электроэнергетики как важный этап социально-экономического развития России.....	9
2. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
2.1 Исследование технических потерь для перспектив развития компании Россети	13
2.1.1 Эффект короны.....	15
2.1.2 Потери при удельном сопротивлении ЛЭП.....	17
2.1.3 Исследование Бытовых потерь в линиях 0.4кВ.....	18
2.2 Безоговорное и безучетное потребление электроэнергии	23
2.3 Система ИСУЭ и ее перспективы в рамках законодательства РФ	26
2.3.2 Чему данный закон может грозить и какие последствия.	28
2.4 Структура системы ИСУЭ и ее алгоритмы	31
2.4.1 Основная роль интеллектуальной системы учёта электроэнергии.....	31
2.4.2 Структура системы учёта и контроля электроэнергии	32
2.4.3. Структура работы интеллектуальной системы учёта.....	32
2.5 Основные функции интеллектуальной системы учёта	36
2.5.1. Коммерческий учёт электроэнергии.....	36
2.5.2 Контроль качества электроэнергии	36
2.5.3 Выявление потерь электроэнергии	36
2.5.4 Дистанционный мониторинг	36
2.6 Механизм реализации работы системы.....	37
3 АНАЛИЗ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОТОКОЛА СПОДЭС СРЕДИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ИСУЭ И УДОБСТВО В ПНР.....	39
3.1 Компания АО «Энергомера»	39
3.1.1 Пуско-наладочные работы ИСУЭ АО «Энергомера» со встроенным GSM модемом.....	40
3.1.2 Недостатки производителя АО «Энергомера».....	44
3.2. Производитель ООО «Меркурий».....	44
3.2.1 Пуско-наладочные работы ИСУЭ ООО «Меркурий» со встроенным GSM модемом.....	46
3.2.2 Недостатки работы оборудования ООО «Меркурий».	46
3.3 Производитель ООО «Завод Нартис»	47
3.3.1 Виды устройства	47

3.3.2 Пуско-наладочные работы ПУ производителя ООО «Завод Нартис» со встроенным GSM модемом.	50
3.3.3 Преимущества производителя ООО «Завод Нартис»	51
3.3.4 недостатки производителя ООО «Завод Нартис»	52
3.5 Сравнительный анализ и выбор производителя.....	53
3.6 Формирования системы АСКУЭ	53
3.7 Статистические данные удаленного опроса ПО Кунгурские электрические сети	54
4.Экономическая оценка внедрения ИСУЭ В ПО КуЭС	61
4.1 Исходные данные для расчета	61
4.2 Определение экономического эффекта.	61
4.3 Снижение эксплуатационных затрат.....	61
4.4 Расчет срока окупаемости.....	62
4.5 Вывод по экономической эффективности.....	62
Охрана труда при работе с оборудованием ИСУЭ.	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	67
Приложение А Чертеж №1 «Функциональная схема»	
Приложение Б Чертеж №2 «Электрическая схема»	
Приложение В Чертеж №3 «Структурная схема»	
Приложение Г Чертеж №4 «Принципиальная схема»	
Приложение Д Рационализаторское предложение, обучающий ролик «Порядок применения электрозащитных средств».	
Приложение Е Рационализаторское предложение, «обучающий стенд по сборке электрических схем для учащихся старших классов и студентов».	

Перечень сокращений и обозначений

В настоящем отчете о НИР применяются следующие сокращения и обозначения.

АГП - автогидроподъемник

АДПУ – акт допуска прибора учета

АСКУЭ- Автоматизированная система контроля учета электроэнергии

БД- база данных

ГБП- Граница балансовой принадлежности

ГП- Гарантирующий поставщик

СК- Сетевая компания

ИСУЭ- Интеллектуальная система учета электроэнергии

ПУ- Прибор учета

ИИ- Искусственный интеллект

ТТ- трансформаторы тока

ТН- трансформаторы напряжения

МРСК- межрегиональная распределительная сетевая компания

ПО- производственное отделение

КуЭС-Кунгурские электрические сети

ПНР – Пуско-наладочные работы

РЭС – Район электрических сетей

ЭС – Электрические сети

ВВЕДЕНИЕ

Темой исследования является Интеллектуальные Системы Учета Электроэнергии (ИСУЭ) и перспективы их внедрения в компании ПАО «Россети» производственное отделение Кунгурские Электрические Сети. ИСУЭ - это электронный прибор учета, в который интегрирована система удаленного опроса при помощи различных каналов связи. Данная система в перспективе ее развития должна показать высокий уровень надежности, мобильности, унификации, стабильной и бесперебойной системой энергоснабжения, а также простоты и удобства в ее эксплуатации. Помимо автоматизированного сбора данных ИСУЭ имеет множество полезных функций для контроля потребления, защиты от коротких замыканий, управления реле нагрузки, диагностики выявления обрыва фаз и определения несанкционированного доступа в работу ПУ. Удобство этой технологии заключается в том, что оператор, имеющий доступ к удаленному подключению системы ИСУЭ, может точно снимать необходимые ему характеристики сети, того участка где он расположен, а также отключать питание одним нажатием клавиши. Сама технология опроса и построения сети называется системой АСКУЭ «Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии». Данная система АСКУЭ, построена на иерархии сети. Высший уровень доступа имеет специалист ИСУЭ, его возможности по управлению, диагностике и сбору данных не ограничены в рамках регламента компании. Развивая данное направление, можно выстроить сеть таким образом, чтобы сбор показаний электроэнергии собирались ежемесячно по всем точкам учета и хранились в базе данных, что существенно экономит бюджет сетевых компаний, на ручном сборе данных. Такая БД была организована в компании Россети, с программным обеспечением под названием «Пирамида сети» в 2016г и развивается по сей день [20]. Интеллектуальные системы учета электроэнергии важны для устойчивого развития сети. Важность ИСУЭ также связано с глобальными

трендами в сфере развития. Благодаря автоматизированному сбору данных, СК могут не только фиксировать электроэнергию на конец месяца, но и прогнозировать нагрузку, для оптимизации ресурсов компании и снижение издержек. Интеллектуальные системы учета, в перспективе могут стать ключевым звеном для реализации создания умных городов, где вся энергосистемы и ее показатели контролируются самостоятельно

Целью работы является оценка эффективности внедрения ИСУЭ и определения перспективы дальнейшего развития системы для снижения потерь электроэнергии. Большой проблемой в данный момент является качество передачи данных и быстродействие команд, отправленных через программное обеспечение устройств, которые существуют на нашем рынке с учетом замещения импортной продукции. В данный момент удаленный опрос ИСУЭ осуществляется по разным каналам связи на приборах учета разного производителя, это существенно усложняет процесс реализации системы АСКУЭ, т.к. не все оборудование синхронизируется между собой имея разную архитектуру программного и технического исполнения.

Задача унифицировать тот сегмент, который уже установлен и тот который будет установлен вновь, связав их между собой в единую глобальную сеть так, чтобы качество передачи данных было на одинаковом высоком уровне.

Метод решения проблемы.

Для стабилизации системы удаленного опроса необходимо унифицировать все оборудование. Если все приборы учета хотя бы конкретного населенного пункта, будут иметь одинаковое программное обеспечение с единым каналом связи, то процесс реализации системы АСКУЭ будет упрощён в разы. Удобства в обслуживании, взаимозаменяемость, техническая поддержка производителя, все это повышает процент статистики удаленного опроса и ускоряет темп работы и масштабирования, что напрямую влияет на корректность считывания объемов потребляемой электроэнергии.

1 ИСТОРИЯ И РАЗВИТИЕ ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ», «ПЕРМЬЭНЕРГО» ПО КУНГУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

1.1 Историческая справка и структура компании Россети

Россети – является одним из крупнейших электросетевых холдингов в мире. Что бы понимать масштабы компании, сумма мощности всех подстанций составляет 892 тыс. МВА, обслуживающих потребителей в 82 регионах России. Компания имеет штат сотрудников, численностью около 235 тыс. человек, что сравнимо с населением среднестатистического по размерам города России. Компания Россети была создана на базе компании ОАО «Холдинг МРСК», основанной 26 октября 2007 года. Уже в ноябре 2012 года действующий на тот момент президент России подписал указ о переименовании Холдинга МРСК в ОАО «Россети». Компания «МРСК Урала» входящая в состав холдинга, получила название ОАО «Россети Урала», а в дальнейшем переименованная в ПАО «Россети Урала».

В состав ПАО «Россети Урала» входят компании: «Челябэнерго», «Свердловэнерго», «Пермэнерго». В свою очередь «Пермэнерго» включает в свой состав такие производственные отделения как: «Березниковские ЭС», «Кунгурские ЭС», «Очерские ЭС», «Пермские городские ЭС», «Северные ЭС», «Центральные ЭС», «Чайковские ЭС», «Чусовские ЭС». Наше производственное отделение, взятое в качестве объекта исследования – это Кунгурские ЭС. Данное ПО включает в себя 5 районов. Безовский РЭС, Суксунский РЭС, Ординский РЭС, Ергачинский РЭС и Кунгурский городско РЭС. Всего на территории Кунгурского производственного отделения 32 подстанции 35-110 кВ суммарной мощностью 507,8 МВА с количеством подстанций 2095шт 10/ 0.4кВ и 6442км. кабельных линий классом напряжения 0,4-110 кВ

Компания развивается. Расширяя свою сеть электроснабжения, компания Россети внедряет новые технологии, принимает участие в научных исследованиях, сотрудничает с множеством Российских компаний. В момент

второго полугодия 2021 года, на сайте компании Россети был размещен список аффилированных лиц, составляющий порядком 28 компаний [18].

1.2 Развитие электроэнергетики как важный этап социально-экономического развития России

Появление и развитие электроэнергетики имело важное значение в историческом аспекте. Данная сфера деятельности позволила создать новый виток в развитии промышленности, технологий и образа жизни.

Появление и внедрение электроэнергетики в жизнь людей можно разделить условно на три этапа. К первому можно отнести фундаментальные открытия сделанные такими учёными как А. Вольты, М. Фарадей, Г. Ом, П. Яблочков и др. Данные открытия заложили фундамент для дальнейшего развития сферы электроэнергетики, они легли в основу принципа работы многих электроприборов и электрооборудования.

Второй этап произошёл в конце XIX- начале XX вв с изобретением трёхфазного трансформатора, что позволило решить проблему централизованного электроснабжения. На данном этапе происходит массовая электрификация, строительство электростанций, увеличение потребляемых мощностей.

Третий этап совершенствование энергосистемы и внедрение новых технологий, которые бы привели к оптимизации важных процессов.

В России развитие электроэнергетики началось в дореволюционный период. В то время лидерами по производству электроэнергии были такие страны как:

- Япония – 1,5 млрд. кВт час;
- Франция – 1,8 млрд. кВт час;
- Италия – 2,2 млрд. кВт час;
- Англия – 2,5 млрд. кВт час;
- Германия – 8,0 млрд. кВт час;
- США -26,3 млрд. кВт час.

Данные по производству электроэнергии в России в это время являются спорными и требуют тщательного изучения.

Данные о производстве электроэнергии за 1916-1917 гг. впервые приводятся во «Введении к докладу 8-му съезду Советов Комиссии по электрификации России» Там сообщается, что, «по исследованиям наших специалистов в 1916 г <...> «годовой отпуск электрической энергии обоими видами станций {общественного пользования и фабрично-заводскими – прим.авт.} составляет от 3,6 до 4 млрд. кВт час [6].

С приходом к власти большевиков в стране меняется политическая обстановка, что влечёт за собой разработку новых идей и внедрения новых технологий. Придя к власти, большевики не имели чётких представлений по развитию экономики, их идеологией было устранение деления общества на классы.

Государственный план электрификации России был принят по инициативе В.И. Ленина, на VIII съезде Советов в декабре 1920 г. Одновременно на протяжении 1920 х гг. власть создавала ряд институтов, фундамент под которые подвела деятельность комиссии ГОЭЛРО и которые способствовали её осуществлению [7].

План ГОЭЛРО имел важнейшее значение для развития электроэнергетики России. Он позволил решить целый ряд стратегических задач, а также способствовал экономическому и техническому прогрессу страны. План ГОЭЛРО объединял в себе сразу несколько направлений: электрификацию государственного хозяйства, электрификацию и топливоснабжение, электрификацию и водную энергию, электрификацию и сельское хозяйство, электрификацию и транспорт, электрификацию и промышленность.

План ГОЭЛРО намечал не только восстановление за 10 лет довоенного уровня развития промышленности, но и удвоение (прирост на 80-100%) промышленного производства по сравнению с 1913г. Чтобы достичь этого уровня, нужно было увеличить добычу угля более чем в 7 раз по

сравнению с 1920 г, производство чугуна – в 70, выработку стали – в 33, добычу железной руды – в 120 раз и т. д. К концу 1935 г., то есть по истечении 15 лет, на которые был рассчитан план ГОЭЛРО, программа электростроительства была в несколько раз перевыполнена, и мощность всех намеченных планом ГОЭЛРО для районных станций электростанций достигал 6914 тыс. кВт [8].

Великая Отечественная война нанесла огромный ущерб электроэнергетике Советского союза. Многие электростанции были полностью уничтожены, начатое строительство прекратилось. Часть оборудования из европейской части страны удалось вывезти в восточную, что в военные годы способствовало развитию электроэнергетики на Урале, в Сибири, Средней Азии и в Казахстане.

В послевоенные годы одной из главных задач руководства страны становится восстановление электроэнергетики.

С учетом значительных разрушений на большинстве объектов электроэнергетики были приняты два главных принципа восстановления. Первый- работы необходимо вести комплексно, с охватом всех звеньев энергетического хозяйства, от генерирующего источника до потребителя. Второй – при монтаже наименее повреждённых агрегатов, которые планировалось запустить в первую очередь, необходимо использовать части других машин, подлежащих восстановлению позже [23].

Усилия, которые были приложены в первые послевоенные пятилетки помогли в быстрые сроки восстановить электроэнергетику страны и уже в 50 е годы XX века, СССР вышел на 2- место в мире по производству электроэнергии.

С развитием электроэнергетики в России, совершенствовалось и оборудование для транспортировки энергии, ее трансформации, распределения и системой учета. Инженерные решения в инфраструктуре электроэнергетике должно было соответствовать мощностям на всех ее уровнях. Главным направлением для развития сферы электрификации в

стране и в мире – это цифровизация отрасли. Невозможно использовать цифровизацию без специального новейшего оборудования с необходимым для этого функционалом. Такое оборудование имеет мониторинговую систему, благодаря которой можно отслеживать, хранить, контролировать и управлять жизненно важными для энергетики, характеристиками. В качестве примера системы непрерывного мониторинга описана система СКИТ, разработанная в Санкт-Петербургском политехническом университете Петра Великого, которая внедрена и проходит промышленную эксплуатацию на ряде энергетических объектах [22].

Главным врагом в сфере электроэнергетики, стали ее потери. С увеличением мощностей, количеством потребителей, линий ЛЭП, подстанций и различного оборудования, потери стали выявляться на каждом этапе ее транспортировки. Существующие потери на конец месяца, выявляются путем подсчетов отпущенной электроэнергии по отношению к принятой. Если отпущенная электроэнергия превышает принятую, значит сетевая компания несет убытки. Электричество, пройденное через технический ПУ со стороны СК, поступает к потребителю, такая электроэнергия имеет статус отпущенной. Потребитель, в свою очередь, принимает электроэнергию через индивидуальный ПУ пользуясь электроэнергией в своих целях, согласно заявленной технологической мощностью, такая электроэнергия является принятой. Также сетевые компании несут собственные, технические потери электроэнергии при транспортировке, которыми зачастую пренебрегают, что влечет за собой большие экономические издержки. Технические потери могут быть связаны с такими факторами как: нагрев проводников, протяженности линии за счет собственного удельного сопротивления проводника, замыкание линии в лесополосе об ветви деревьев, коронирование линии 35кВ и выше, а также работы неисправного оборудования.

2. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Исследование технических потерь для перспектив развития компании Россети

В связи с проведением реформ в электроэнергетике возникло большое количество территориальных сетевых организаций, оказывающих потребителям услуги по транспорту электрической энергии. Старение объектов сетевой инфраструктуры приводит к значительным перегрузкам линий электропередачи и электрооборудования, увеличению количества аварий, отказов и ремонтов оборудования, что в свою очередь создает неоптимальные режимы работы сетей и рост технических потерь, угрозу энергетической безопасности региона. Перед собственниками объектов сетевого хозяйства встает вопрос об определении элементов сети, требующих первоочередного вложения средств на реконструкцию и модернизацию. Ввиду различия паспортных данных и фактических параметров электрооборудования представляет интерес введение корректирующих коэффициентов для увеличения точности расчета потерь электроэнергии, учитывающих износ электрооборудования, ухудшение свойств контактных соединений, изменение конфигураций участков линий электропередачи в течение длительной эксплуатации и т. д. Расчет технических потерь электроэнергии с учетом корректирующих коэффициентов более точно отображает реальное состояние распределительных сетей и позволяет проводить целенаправленную модернизацию сетей с более высокой точностью [1]. Технические потери- это сумма потерь транспортируемой электроэнергии и совокупность потерь при ее реализации. Каждая сетевая

компания имеет свои методики по расчетам технических потерь. Общий принцип расчетов разделяется на 3 этапа:

1 – Расчет линии от Электростанции до подстанций СК, номинал напряжения варьируется от 35кВ до 220кВ.

2- Расчет линии от Подстанции СК до Трансформаторных подстанций, номинал напряжения от 6кВ до 10кВ.

3- Расчет потерь от Трансформаторной подстанции до конечного потребителя, напряжения линии 380В.

Потери могут образовываться в проводах ЛЭП, в кабелях, в трансформаторах, в распределительных щитах, в разрывах цепи и даже в домашней проводке. Считается, что чем ближе источник потерь к потребителю, тем значение потерь является менее существенным, а чем дальше от потребителя, тем более значительные. Но данный факт относится лишь к техническим потерям, все остальные потери, которые не входят в этот термин, конечно же не укладываются в такой стандарт. Зачастую потери с недоучетом электроэнергии на определенный период отпущенной и принятой, скрываются в несвоевременной собранной информацией снятых показаний электросчетчиков или же краже электроэнергии. Такие потери могут быть в разы больше, в десятки, а то и в сотни раз превышающие технические. Данной проблемой и выявление такой недоучтенной электроэнергии, занимается служба транспорта электроэнергии (СТЭЭ).

Возвращаясь к расчетам технических потерь, сделаем небольшое заключение, что потери электроэнергии неизбежны. Линии ЛЭП не идеальны, как и оборудование для трансформации и переключения, а также учитывая тот факт, что контролировать потребление электричество на всей ее протяженности невозможно, потери будут всегда, меняется лишь процент их отклонений. В рамках оптимизации электрических сетей разрабатывают новые проекты и проводят их модернизацию с целью итогового уменьшения длины линий с использованием проводов меньшего сопротивления. Также используют современные технологии и внедряют интеллектуальные

счётчики и системы управления, которые позволяют более точно отслеживать потребление и выявлять утечки [2].

Принципы построения АСКУЭ как платформы для борьбы с потерями. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) является не просто средством сбора данных, а комплексной цифровой платформой. Ключевыми требованиями для ее эффективности в борьбе с потерями являются:

1) Использование счетчиков класса точности не ниже 1.0 (для потребителей) и 0.5S (для узлов учета на стороне сети) с встроенными журналами событий (срыв пломбы, вскрытие клеммной крышки, воздействие магнитным полем).

2) Наличие цифровых интерфейсов обмена данными (DLMS/COSEM, Modbus) для обеспечения семантической интероперабельности.

3) Организация защищенных каналов связи (VPN поверх GPRS/4G, PLC с криптозащитой, оптоволокно).

4) Программное обеспечение верхнего уровня с функциями автоматического расчета балансов по фидерам и трансформаторным подстанциям, построения графиков нагрузки и детекции аномалий (алгоритмы машинного обучения для выявления «ночных» пиков у бытовых потребителей) [3].

2.1.1 Эффект короны

Технические потери могут возникать в результате эффекта короны. Когда переменный ток передается по двум проводникам линии ЛЭП, расстояние проводников имеет важное значение. Чем больше расстояние проводников по отношению к их диаметру, тем меньше окружающие проводники атмосферы подвергаются диэлектрическому напряжению. Если напряжение выходит за пороговое значение, обычно это обуславливается напряжением выше 35кВт, то образуется фактор разрушающего критического напряжения. Напряженность электрического поля

увеличивается, атмосфера вокруг проводника начинает процесс диссоциации на Ионы, что сопровождается характерным свечением и разрядами между линиями в результате эффекта короны энергосистемы. В случае увеличения напряжения, усиливается свечение и проявление шипящего звука, что влечет за собой потери энергоресурсов при их транспортировках. Факторы, влияющие на появления и усиления эффектов короны, являются погодные условия, протяженность линии и значение напряжения на проводнике. Градиент напряжения для диэлектрического пробоя атмосферы прямо пропорционален от плотности окружающей атмосферы, то есть в условиях плохой погоды сопровождающееся осадками, возможность возникновения и усиления коронации существенно возрастает. Такой эффект можно ослабить за счет протяженности линии или расщепления проводника на более тонкие жилы, сохраняя его суммарное сечения. Когда проводник делится на жилы, уменьшается напряженность поля за счет большей его поверхностной площади, заряд передаваемый по проводнику распределяется по жилам в меньшем его значении, что снижает возможность появления эффекта короны. Также применяются специальные антикоронные кольца (Рисунок 1). Они представляют собой тороиды из проводящего материала, прикрепленные к части высоковольтного оборудования. Их роль заключается в том, что по ним распределяется Градиент электрического поля и понижение его максимальных значений ниже порога, таким образом коронный разряд предотвращается полностью минимизируя потери электроэнергии.

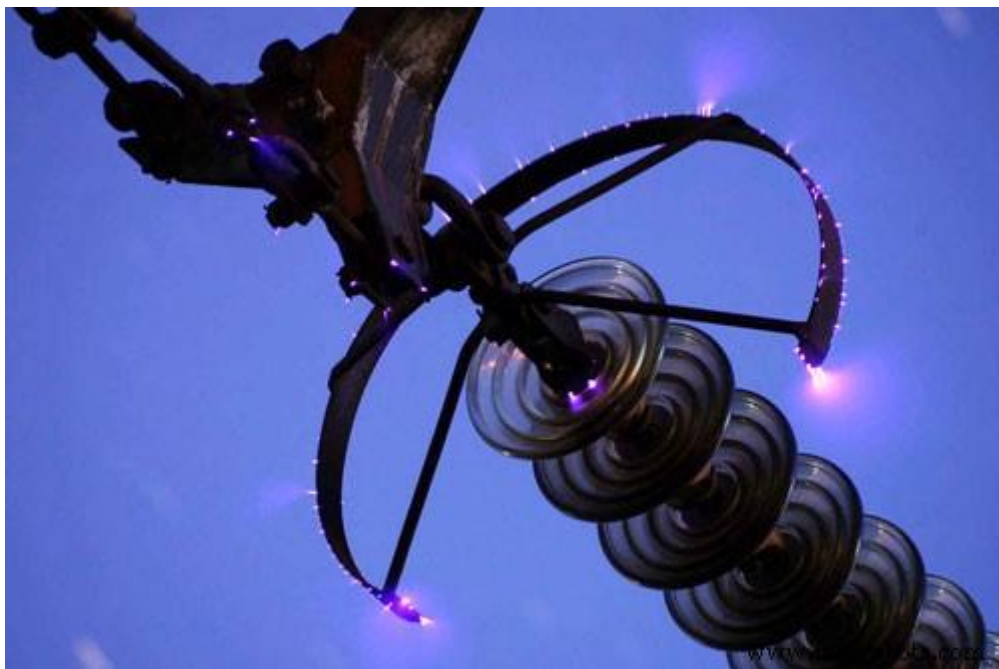


Рисунок 1 – Коронирующее кольцо

2.1.2 Потери при удельном сопротивлении ЛЭП

Электроэнергия передается от электростанций по высоковольтной линии. Это делается для того, чтобы снизить потери при транспортировке электроэнергии. При повышении напряжения, ток в линии уменьшается, а так как потери зависят от квадрата тока, то при высоком напряжении потери значительно снижаются. Именно поэтому на длинные расстояния целесообразно передавать электроэнергию большим номиналом, экономя ресурсы и затраты на транспортировку.

На потери при передаче от источника питания до принимающего устройства могут влиять такие факторы как: Тип материала, температура окружающей среды, примеси и дефекты проводника, механические напряжения, магнитное поле, частота тока, длина линии и ее напряжение.

2.1.3 Исследование Бытовых потерь в линиях 0.4кВ

Причиной недоучета электроэнергии в сетях 0.4кВ может послужить множество факторов, одна из таких причин неправильная привязка по схемам. Если на трансформаторной подстанции (ТП) в сетях 10кВ/0.4кВ имеется на балансе 1 технический прибор учета, который считает всю электроэнергию, пройденную через данную ТП, и от этой же подстанции на балансе числится 100 ПУ бытовых потребителей, то нужно понимать, как именно фактически бытовые потребители подключены по схеме. Множество ошибок выявляются во время актуализации схем подключения. Потребитель может быть подключен от соседствующей линии и совершенно от другой трансформаторной подстанции, а в расчет данного ПУ включают каждый месяц по неверной привязке, что создает путаницу при расчетах и в последствии мнимые потери в электроэнергии. Что бы этого избежать, схемы периодически проверяют, делают обходы и корректируют под новые стандарты, перенося схемы на карты местности для большей детализации.

Технический прибор учета, как правило, имеет косвенную схему подключения к сети при помощи понижающих трансформаторов тока (ТТ).

Применение приборов учета прямого включения на объектах с высокими токовыми нагрузками ограничено их конструктивными характеристиками. Приборы учета прямого включения могут достигать максимально пропускную токовую способность в размере 100А по каждой фазе. Это значение указывает производитель оборудования и зачастую оно является критическим для устройства. Клеммная колодка ПУ и электрическая схема, не сможет выдержать значение тока больше номинального. Токи в момент пиковых нагрузок на линии 0.4кВ могут варьироваться в пределах 150-300А на каждой фазе и более, в зависимости от мощности на линии и возможностях самого силового трансформатора. Для того что бы трансформаторы тока могли работать исправно, имеется определенная формула по подбору ТТ. При подборе нужного номинала

трансформаторов тока, нужно учитывать максимальные токи в момент пиковых нагрузок, что бы ТТ могли выдерживать мощности, проходящие через них и корректно трансформировать на заданное значение исходя из их характеристик. На примере рассмотрим, как правильно математически рассчитать необходимые ТТ, зная нагрузку потребления.

Дана нагрузка на линии: $P = 150 \text{ кВт}$

Найти: диапазон ТТ, позволяющий корректно работать с ПУ

При подборе трансформаторов тока, есть определенная особенность. Ток по фазе, делённый на КТ должен входить в диапазон значений от 2 до 5. Зная это, будем учитывать данное значение при расчётах.

Решение:

1) Считаем (I) ток нагрузки на одной фазе

$$I = 150\,000 / (\sqrt{3} * 380 * \cos \phi) \quad (1)$$

$$I = 150\,000 / (1.73 * 380 * 0.99) = 230 \text{ А} \quad (2)$$

2) Подбираем ТТ, берём значения трансформаторов стандартных номиналов.

$$150/5 = 30 \rightarrow 230 : 30 = 7,67 \text{ А (не подходит)} > 5 \text{ А}$$

$$200/5 = 40 \rightarrow 230 : 40 = 5,75 \text{ А (не подходит)} > 5 \text{ А}$$

$$250/5 = 50 \rightarrow 230 : 50 = 4,6 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$300/5 = 60 \rightarrow 230 : 60 = 3,83 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$350/5 = 70 \rightarrow 230 : 70 = 3,29 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$400/5 = 80 \rightarrow 230 : 80 = 2,88 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$450/5 = 90 \rightarrow 230 : 90 = 2,56 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$500/5 = 100 \rightarrow 230 : 100 = 2,30 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$550/5 = 110 \rightarrow 230 : 110 = 2,09 \text{ А (подходит)} < 5 \text{ А и } > 2 \text{ А}$$

$$600/5 = 120 \rightarrow 230 : 120 = 1,92 \text{ А (не подходит)} < 2 \text{ А}$$

Ответ: по расчетам, можем сделать вывод, что в наш диапазон подходящих ТТ входят: 250/5, 300/5, 350/5, 400/5, 450/5, 500/5, 550/5.

Существует и более банальные нарушения в эксплуатации электрического измерительного комплекса. При не правильном заполнении актов допуска приборов учета (АДПУ), можно существенно увеличить потери электроэнергии указав ошибочно коэффициент трансформации трансформаторов тока, не соответствующий действительности. Если мы представим, что установленные ТТ должны иметь КТ = 60, а по факту имеют 40, то при расчетах будем учитывать конечно же те значения КТ, которые имеются в документации. Для наглядности приведем небольшой пример, чтобы на цифрах продемонстрировать как это работает.

Допустим у нас есть какой-то потребитель с стабильной нагрузкой по фазе в 300А. В АДПУ сетевая компания указала у данного потребителя ТТ 400/5 с КТ= 80. По факту были установлены ТТ 300/5 с КТ=60, и что получается?

Каждый час нагрузка в 300А со средним значением напряжения по фазе 230В, потребляет мощность в 69 кВт/ч. Так как прибор учета у нас считает в коэффициенте трансформации 60, показания на ПУ за час будут отображать значение:

$$69 / 60 = 1,15 \text{ кВт/ч за 1 час нагрузки}$$

$$1,15 * 24\text{ч} = 27,6 \text{ кВт/ч за 24 часа нагрузки (сутки)}$$

$$27,6 * 30\text{д} = 828 \text{ кВт/ч за месяц}$$

Спустя месяц, сетевая компания снимает контрольные показания на ПУ и видит значение 828кВт/ч. Умножая данное значение на КТ взятых из актов допуска, можно рассчитать потребляемую мощность, которая будет указана в квитанции потребителя:

$$828 \text{ кВт/ч} * 80_{\text{КТ}} = 66\,240 \text{ кВт/ч}$$

Данное значение является не верным, поскольку прибор учета весь месяц трансформировал мощность в коэффициенте 60, значение реального

потребления будет значительно меньшим в пользу потребителя. Сделаем расчет и сравним разницу показаний за месячный период:

$$828 \text{ кВт/ч} * 60 = 49\,680 \text{ кВт/ч (реальное потребление за месяц)}$$

Находим разницу в показаниях электроэнергии:

$$66\,240 - 49\,680 = 16\,560 \text{ кВт/ч (разница в показаниях)}$$

Из расчетов мы видим, что СК будет требовать с потребителя большей оплаты чем он потреблял по факту, на 16 560 кВт/ч

Если данный потребитель относится к категории п 9.4 из таблицы 1- Тарифы для населения и приравненных к нему категорий 2026, то по одноставочному тарифу, такой потребитель будет рассчитываться по 3му диапазону тарифов, т.к. мощность, [24] потребляемая за месячный период, превышает допустимые значения 2го диапазона, соответственно стоимость за 1 кВт, согласно таблице №2 будет равен: 10,34руб

$16\,560 \text{ кВт/ч (разница)} * 10,34 \text{ руб} = 171\,230 \text{ рублей } 40 \text{ копеек}$. Такую сумму переплатит потребитель, за ошибку совершенную сетевой компанией.

Данная ситуация была смоделирована, но такие случаи встречаются не редко и не всегда в пользу СК. Бывает, когда КТ наоборот занижен в АДПУ, а по факту ТТ установлены с большим коэффициентом трансформации, тогда сетевая компания несет значительные убытки и соответственно потери электроэнергии. С проблемами такого плана и не только в СК разбирается служба транспорта электроэнергии.

За бытовыми потерями в СК следит служба СТЭЭ. Одной из главных задач СТЭЭ – контролировать правильность работы ПУ, производить приемку установленных приборов учета согласно технологическому присоединению, осуществлять замеры и характеристики сети, выявлять несанкционированный доступ и бездоговорное подключение потребителей, снимать ежемесячно показания электроэнергии там, где не осуществляется автоматизированный сбор данных.

Таблица 1- Тарифы для населения и приравненных к нему категорий 2026

9.4.	Юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.						
9.4.1.	Одноставочный тариф	6,28	9,03	10,34	6,98	10,05	13,03

Работа службы СТЭЭ – это в первую очередь работа с населением. Каждый потребитель и пользователь энергоресурсами, нуждается в консультации. Множество споров и вопросов у потребителей возникают в момент оплаты потребленной электроэнергии. Многие не знают, как оплачивать, куда передавать показания, как снимать показания, какой тариф для оплаты. Специалист СТЭЭ должен быть достаточно компетентным, чтобы не только знать ответы на данные вопросы, но и уметь четко формулировать их, иметь выдержку и терпеливость при работе с людьми. Специалист службы СТЭЭ должен быть готов к тому, что многие потребители первый раз сталкиваются с проблемами, которые для сотрудника СК кажутся не существенными. Повторение одних и тех же слов для объяснения, зачастую приводят к быстрой утомляемости и эмоциональной усталости, что для не подготовленного человека дается не просто. Информирование потребителей отображает на сколько хорошо персонал службы транспорта работает с населением, предоставляя им актуальную информацию в полном виде. С вступлением в силу Федерального закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации [10] необходимость замены в случае неисправности или окончания срока меж проверочного интервала (МПИ) приборов учета, стало обременением сетевых компаний. С 01.07.2020 года, СК обязаны самостоятельно производить замену ПУ и установку вновь. Установленные ПУ должны

соответствовать минимальному набору функций, иначе ПУ не будет допущен в эксплуатацию.

2.2 Бездоговорное и безучетное потребление электроэнергии

Одна из самых крупных проблем, касающихся потерь электроэнергии является ее кража. Кражей электроэнергии называют 2 понятия – это бездоговорное и безучётное потребление.

Бездоговорное потребление электрической энергии - самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства и (или) потребление электрической энергии в отсутствие заключенного договора, согласно постановлению правительства РФ от 4мая 2012года № 442 [9].

Другими словами, к бездоговорному потреблению электроэнергии относят случаи, когда потребитель самовольно производит подключение и пользуется электроэнергией без заключения договорных отношений с ГП и СК. Также к бездоговорному потреблению относятся ситуации, когда потребитель был отключен в связи с не оплаты задолженности, но он самовольно произвел подключение не оплатив счет, выставленный ГП на конец месяца. Бездоговорное потребление является редким случаем. На практике для доказательной базы, необходимо собрать множество документов, имеющими правильное юридическое оформление с приложенными расчетами штрафов, подкрепленным фотоотчетом по объекту, на котором было зафиксировано бездоговорное потребление. В случаи если потребитель откажется от подписи о данном нарушении, необходимо в присутствии 2х не заинтересованных лиц, составить акт бездоговорного потребления. Расчет такого нарушения производится по формуле:

для однофазного ввода:

$$W = \frac{(I_{\text{доп.дл}} * U_{\text{ф.ном}} * \cos \varphi * T_{\text{бд}})}{1000} \quad (3)$$

для трехфазного ввода:

$$W = \frac{(3 * I_{\text{доп.дл}} * U_{\text{ф.ном}} * \cos \varphi * T_{\text{бд}})}{1000} \quad (4)$$

где: $I_{\text{доп.дл}}$ – допустимо длительная токовая нагрузка вводного проводника (кабеля)

$U_{\text{ф.ном}}$ — номинальное фазное напряжение, кВ;

Значение $U_{\text{ф.ном}}$ принимается равным 220В.

$\cos \varphi$ — это коэффициент мощности при максимуме нагрузки.

При отсутствии данных в договоре коэффициент $\cos \varphi$ принимается равным 0,9

$T_{\text{бд}}$ — количество часов в определенном в соответствии с пунктом 189

Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии периоде времени, в течение которого осуществлялось бездоговорное потребление, но не более чем 8760 часов, ч. [10].

Расчет производится не по фактической нагрузке на момент выявления бездоговорного потребления, а по сечению проводника. Согласно Законодательству РФ [10], установлено что допустимый ток, согласно таблице №2 «Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами», определяется по проводнику вводного кабеля. Если электрохозяйство имеет 3х фазный ввод, то допустимый максимальный ток нагрузки умножается на 3. Так же имеется второе переменное значение для формулы – это время. На законодательном уровне принято, что для расчетов допустимо указывать до 8760 ч. то есть 365 дней, если ранее за этот период не была осуществлена проверка ПУ. Если объект был проверен ранее, то высчитывается количество часов с момента последней проверки.

Безучетное потребление –это потребление электрической энергии с нарушением установленного договором энергоснабжения, выразившимся во вмешательстве в работу прибора учета, измерительного комплекса, измерительных трансформаторов тока и (или) напряжения. [4] Безучётное потребление считается факт вмешательства в работу ПУ, нарушения целостности пломб визуального контроля, поломки электроизмерительного оборудования и не своевременное уведомление СК о его неисправности. Безучетное потребление отличается от бездоговорного тем, что у потребителя имеется договор с энергоснабжающей организацией, отсутствует лишь факт правильного, законного соблюдения норм пользования ресурсами электроэнергии. Доказательная база по незаконному безучетному потреблению определяется достаточно просто. Согласно технологическому присоединению заключенного договора с СК, прибор учета устанавливается на границе балансовой принадлежности. Фактический эта граница может быть фасадом жилого дома, ограждением территории или забором, опорой линии 0.4кВ. Определение четких границ ответственности за оборудование, является начальным этапом согласования сторон. Это часть договора связана не только техническими вопросами, но и правовыми. Когда возникает конфликт между двумя сторонами, разъясняются четкие границы ответственности, от этого зависит факт нарушения с той или иной стороны. Определение границ балансовой принадлежности производится на основании «Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств» (постановление Правительства РФ №861) [11].

Граница балансовой принадлежности –это точка разделения электрических сетей, определяющая технологическую и имущественную принадлежность электроустановок к собственнику электросетевого хозяйства и к конечному потребителю. Основная цель - это распределение прав владением имуществом. Если такая точка расположена на опоре линии 0.4кВ с установленным ПУ до его подключения, то сам ПУ является собственностью потребителя, а если же ГБП заканчивается на отходящей

линии измерительного комплекса, то собственностью является СК и ответственность за ее имущество, потребитель не несет. В связи с этим, перед тем как выявить факт безучетного потребления, определяются ГБП, чтобы определить ответственного за оборудование.

2.3 Система ИСУЭ и ее перспективы в рамках законодательства РФ

Технологии «умных» счетчиков становятся неотъемлемой частью «умных городов». Они осуществляют данное направление более технологичным и прозрачным, обеспечивая возможность реализации новых проектов в других сферах, помогая потребителям контролировать свои расходы на ЖКХ и снижая социальное недовольство. В частности, появляется возможность электрифицировать новые районы, повысить качество предоставляемых услуг, а следовательно, и качество жизни. Таким образом, внедрение ИСУЭ позволяет решить комплексно сразу несколько проблем городской среды [4].

С появлением Федерального закона Российской Федерации от 27.12.2018 г. №522-ФЗ возникает возможность становления единого требования к приборам учета электрической энергии. Такой закон позволит минимизировать хищение электроэнергии и уменьшить потери коммерческого потребления. Оцифровывая данные по потреблению электроэнергии полученную при помощи системы АСКУЭ, имеющие ранее только бумажный носитель или отчетность в виде таблиц, заполненных вручную с ПК, сетевые компании исключают возможность ошибочного занесения данных по энергопотреблению и приобретают возможность масштабировать объемы обработки цифровых данных [10].

До 01 Июля 2020 г. в обязанность собственника входили покупка, установка, поверка ПУ самостоятельно. В договоре, заключаемом с ГП, потребитель был обязан передавать показания потребления, до окончания расчетного периода. Из этого можно выделить следующие недостатки:

1. Показания приборов учета передаются собственниками пользования электроэнергии одновременно раз в месяц. Поставщику сложно в такой ситуации сводить балансы закупленной и проданной электрической энергии.

2. Отсутствует Рынок данных, т.к. невозможно собрать детализированные данные о потреблении электрической энергии каждым Потребителем.

3. Сетевые организации несут потери, которые в большей степени могли бы быть минимизированы установкой приборов учета с расширенными функциями.

4. Показания могут быть не достоверными. Потребитель может скрыть фактические данные, чтобы не оплачивать все сумму целиком. Таким образом СК терпит убытки, которые фиксируются на конец месяца, а после и квартала.

С 1 июля 2020 г. эти функции должен выполнять поставщик электроэнергии. То есть, жители многоквартирных и частных домов, организации, предприятия и все пользователи электроэнергией не должны ни покупать, ни производить поверку за свой счёт приборы учёта электроэнергии. Данные работы, на законодательном уровне, будут входить в обязанности ГП электроэнергии. Системы с интеллектуальными счетчиками имеет прямую связь с Интернет сетью и являются составной частью более общего понятия – Smart grid (умная сеть) [9]. Разработка и интеграция интеллектуальных счетчиков и сбор более подробных данных о потреблении энергоресурсов является мировой тенденцией и при правильном подходе имеют очень хорошие ожидания в будущем. В частности, речь идет об становлении нового рынка – рынка данных.

Совет законодателей четко определил, что главной целью внедрение модернизации сетей системой ИСУЭ будет повышение энергоэффективности, снижение коммунальных ресурсов. При этом приобретение нового оборудования возлагается на плечи сетевых компаний, без повышения стоимости тарифов на электрическую энергию.

2.3.1 Основные тезисы ФЗ-522

Для понимания разделим основные положения Закона на группы 1 и 2.

Группа 1. Ключевые функции ИСУЭ – удаленный сбор данных Счетчиков и контроль оборудования, входящего в группу ИСУЭ.

На Поставщиков возлагается обязанность разработка ИСУЭ, в том числе приобретение, создание программного обеспечения, ремонт и обслуживание приборов учета и не материальных активов. Владелец ИСУЭ и всем оборудованием является поставщик.

ИСУЭ будет предназначаться для коммерческого учета между поставщиком и потребителем для балансовой группы и работы в единой системе опроса.

Группа 2. Затраты, сопутствующие Поставщиком при создании ИСУЭ и ее использовании, вносят в группу сбытовой надбавки, что влечет за собой повышение цены за электрическую энергию.

Постановлением правительства РФ утверждают требования, в которых Приборы учета должны соответствовать минимальному набору функций имея доступ к нему.

2.3.2 Чему данный закон может грозить и какие последствия.

Владельцы Интеллектуальных систем учета достаточно заинтересованы в надежности своего продукта и в простоте ее использования. Одним из самых важных направлений в развитии структуры, это сокращение и актуализации видов моделей счетчиков. Расчетливый проектировщик ИСУЭ сократит рынок оборудования до двух или трех видов приборов одного назначения. Это может привести к монополизации на рынке, уничтожая всю конкуренцию, повышая коррупционные риски и замедляя развитие в сфере ИСУЭ.

Анализ тарифных данных показывает тенденцию к увеличению стоимости электроэнергии за рассматриваемый период и подтверждение этому для наглядности можем рассмотреть таблицу 2- тарифы за

электроэнергию для сельского жителя в разрезе с периода 2022год по 2026 с учетом планов «Пермэнергосбыт» на конец года о повышении тарифов за второе полугодие [24].

Таблица 2- тарифы за электроэнергию для сельского жителя в разрезе с периода 2022 по 2026 год

№ П/ П	Категории потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциациям по зонам суток	Цена (тариф), руб./кВт.ч (с учетом НДС)					
		I Полугодие			2е полугодие		
		Для первого диапазона объемов потреблени я электричес кой энергии (мощности)	Для второго диапазона объемов потреблени я электричес кой энергии (мощности)	Для третьего диапазона объемов потреблени я электричес кой энергии (мощности)	Для первого диапазона объемов потреблени я электричес кой энергии (мощности)	Для второго диапазона объемов потреблени я электричес кой энергии (мощности)	Для третьего диапазона объемов потреблени я электричес кой энергии (мощности)
1		2022	2022	2022	2022	2022	2022
	Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами	3,25	3,25	3,25	3,40	3,40	3,40
2		2023	2023	2023	2023	2023	2023
	Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71
3		2024	2024	2024	2024	2024	2024
	Население, проживающее в сельских	3,71	3,71	3,71	4,07	4,08	7,13

	населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами						
4		2025	2025	2025	2025	2025	2025
	Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами	4,07	4,08	7,13	4,57	6,57	10,17
5		2026	2026	2026	2026	2026	2026
	Население, проживающее в сельских населенных пунктах в домах, оборудованных стационарными электроплитами	4,65	6,68	10,34	5,32	8,54	13,03

Обращая внимания на стоимость электроэнергии каждого года из таблицы 2 видно, как цена стала резко набирать темпы положительного роста. Исходя из экономических событий в стране за период с 2022 по 2026 год, можно сделать вывод, что данное законодательство имеет зависимость от ценообразований за такой ресурс как электрическая энергия. Технологическое подключение вновь установленных ПУ так же увеличилась в стоимости, как услуга СК. Цена в 2021 году за подключения электроэнергии Физического лица, вне зависимости от мощности от 1 или 15 кВт, стоило 550р. В эту сумму входило:

- Строительство линии ЛЭП до границы участка
- Предоставление и установка Прибора учета ИСУЭ

- Подключение линии потребителя к Прибору учета.

С 1 Июля 2022 года стоимость за технологическое подключение стало 3,000р за 1кВт мощности и начало расти с каждым годом. На сегодняшний день, стоимость за 1 кВт мощности составляет уже 9,000р и как указано на сайте компании «Россети», стоимость должна достигнуть предела в 10,000р за 1кВт электроэнергии. [21]

По данному подразделу, можно сделать вывод, что за комфорт и удобства СК для обслуживания и контроля качества электроэнергии, а также своевременные снятые показания, приходится платить самим потребителям, ведь в стоимость технологического подключения и в стоимость электроэнергии уже заложена сумма реализации системы ИСУЭ. И если даже, система опроса не будет задействовать весь спектр своего функционала, она уже окупилась за счет самих пользователей.

2.4 Структура системы ИСУЭ и ее алгоритмы

2.4.1 Основная роль интеллектуальной системы учёта электроэнергии

Интеллектуальная система учёта и контроля электроэнергии предназначена для автоматизированного сбора, передачи, обработки и хранения данных о потреблении энергетических ресурсов. Основной задачей системы является предоставление точного коммерческого и технического учёта электроэнергии, увеличение надёжности электроснабжения, уменьшение потерь и возможность удаленного контроля параметров электрической сети.

Современные ИСУЭ позволяют осуществлять мониторинг потребления в режиме реального времени, автоматически выявлять аварийные ситуации работы сети, контролировать качество электрической энергии и обеспечивать дистанционное управление приборами учёта.

2.4.2 Структура системы учёта и контроля электроэнергии

ИСУЭ включает следующие основные элементы:

- интеллектуальные счётчики электроэнергии,
- устройства сбора и передачи данных (УСПД),
- каналы связи,
- сервер обработки информации,
- автоматизированное рабочее место оператора,
- программное обеспечение диспетчерского контроля.

Работа системы основана на постоянном обмене информацией между приборами учёта и центральным сервером.

2.4.3. Структура работы интеллектуальной системы учёта

Алгоритм функционирования системы состоит из нескольких последовательных этапов.

Первый этап. Измерение параметров электрической сети.

На первом этапе ИСУЭ выполняет измерение основных параметров электрической сети:

- напряжения,
- силы тока,
- активной мощности,
- реактивной мощности,
- частоты сети,
- потреблённой электроэнергии.

Измерение производится встроенными измерительными преобразователями с заданным интервалом времени, который запрограммирован заводом изготовителя, а также предоставлен доступ программировать интервал в ручном режиме имея специальное оборудование и лицензированное программное обеспечение для конфигурации ПУ.

Второй этап. Обработка и хранение данных

После выполнения измерений микропроцессор счётчика осуществляет:

- вычисление потреблённой электроэнергии,
- формирование временных архивов,
- сохранение данных во внутренней памяти,
- фиксацию событий и аварийных режимов.

К аварийным событиям относятся:

- пропадание напряжения,
- вскрытие корпуса или клеммной крышки ПУ,
- превышение допустимой нагрузки,
- нарушение схемы подключения,
- попытка несанкционированного вмешательства.

Все аварийные события фиксируются в «журнале событий прибора учета» и при попытке устранить нарушение, запись на всегда останется в памяти устройства. Такая защита предназначена для четкого определения причины любого не стандартного режима работы ПУ.

Третий этап - Передача информации

Накопленные данные передаются через каналы связи в устройство сбора и передачи данных или непосредственно на сервер.

Передача может осуществляться с использованием каналов связи таких как:

- GSM/GPRS,
- Ethernet,
- PLC-технологии,
- RF (ZigBee),
- оптоволоконной связи.

Передача выполняется автоматически через заданные интервалы времени либо по запросу диспетчерского центра, как мгновенные значения, так и архивные.

Для передачи данных при построении систем с проводной передачей данных зачастую используют технологию PLC (Power LineCommunication). Данная технология использует линию электропередач, по которой происходит как транспортировка электрической энергии, так и данных, связанных с учетом их потребления. Информация, которую получил прибор учета, передается на концентратор, расположенный в трансформаторной подстанции, по средству линий 0,4кВ. Он в свою очередь передает диспетчеру данные о потребляемой энергии по GSM шлюзу [5].

GSM. Системы беспроводного учета, основанные на подобной технологии, передают данные посредством сотовой сети оператора связи. Один такой модем может собирать данные как с одного, так и с группы приборов учета. Для получения информации используют широкий спектр программконфигураторов, а для бесперебойности ее поступления - используют встроенные в данный модем таймеры перезагрузки [5].

Четвертый этап. Обработка информации сервером

Центральный сервер системы выполняет:

- приём данных.
- проверку корректности информации,
- сохранение информации в базе данных,
- анализ параметров энергопотребления,
- формирование отчётов,
- отображение информации оператору,
- формирование балансовых групп.

На данном этапе осуществляется сравнение фактических параметров сети с нормативными значениями, что облегчает производить аналитику потребления имея все срезы нагрузки в разные периоды времени.

Пятый этап. Контроль и управление

При обнаружении отклонений система формирует уведомления оператору и может автоматически выполнять действия управления:

- ограничение нагрузки,
- дистанционное отключение/включение потребителя,
- изменение режима работы оборудования,
- передача аварийных сообщений.

У приборов учета для контроля лимита мощности есть множество режимов работы. От номера режима, зависит его функционал, как например:

а) Режим «0» - служит для отключения всех режимов для того, чтобы реле нагрузки не реагировало на какие-либо события.

б) Режим «4» - служит для удаленного отключения реле нагрузки при помощи ПК, а также открывает доступ к автоматическому отключению реле на срабатывание запрограммированного события, но при попытке включить нагрузку дистанционно, данный режим будет блокировать реле и нагрузка не будет подана, до момента изменения режима.

в) Режим «5» - является автоматизированным режимом. При появлении какого-либо события, ПУ даст команду на отключение реле, а при пропадании события, реле с определенным интервалом времени включится обратно. У данного режима есть один нюанс, удаленно управлять при помощи ПК не получится, т.к. стоит запрет на данную функцию.

г) Режим «133» - это универсальный режим работы реле нагрузки. Он включает в себя все функции режима «4» и «5» одновременно. Реле начинает работать как в автоматическом режиме, так и дает возможность управлять им удаленно при помощи ПК.

2.5 Основные функции интеллектуальной системы учёта

2.5.1. Коммерческий учёт электроэнергии

Основной функцией системы является точный учёт потребляемой электроэнергии для расчётов между поставщиком и потребителем.

Для реализации функции используются:

- электронные измерительные модули,
- встроенные часы реального времени,
- архивирование данных.

2.5.2 Контроль качества электроэнергии

Система обеспечивает контроль:

- отклонения напряжения,
- частоты сети,
- коэффициента мощности,
- гармонических искажений.

Полученные данные анализируются программным обеспечением сервера.

2.5.3 Выявление потерь электроэнергии

Интеллектуальная система позволяет выявлять:

- технические потери,
- коммерческие потери,
- факты несанкционированного потребления.

Механизм реализации основан на сравнении показаний как на различных участках сети, так и на каждом приборе в момент мониторинга векторной диаграммы.

2.5.4 Дистанционный мониторинг

Оператор получает возможность:

- удалённого просмотра показаний,
- анализа графиков нагрузки,
- контроля состояния оборудования.

- Получения аварийных уведомлений.

2.6 Механизм реализации работы системы

Механизм реализации ИСУЭ включает взаимодействие аппаратной и программной частей.

Аппаратная часть обеспечивает:

- измерение параметров сети,
- передачу данных,
- питание оборудования,
- коммутацию нагрузки.

Программная часть выполняет:

- обработку информации,
- анализ режимов работы,
- хранение архивов,
- формирование отчетности,
- управление оборудованием.

Программная часть системы АСКУЭ разделяется на 2 уровня. Первый уровня программного обеспечения взаимодействует с приборами учета под каждого производителя, в частности. Второй уровень, взаимодействует со всеми приборами, вне зависимости от производителя. Роль 2го уровня программного обеспечения в компании «Россети» играет ПО «Пирамида сети».

Глобализация ПО «Пирамида сети» растет каждый день, каждый час, каждую минуту. Все вновь установленные ПУ, вносятся в БД «Пирамида сети», мгновенно передавая данные показателей нагрузок и потребляемой электроэнергии. Администраторы, имеющие доступ к БД «Пирамида сети», могут не только считывать показатели, но и управлять нагрузками при помощи специальных команд на отключения или включения реле нагрузки. Географические данные и иерархия сетей разделены на разные группы, это позволяет ориентироваться в программе как по адресу объекта, так и по

привязке его от подстанции, до ВЛ-0.4кВ и конкретной опоры, на котором расположен учет того или иного объекта. Так как БД «Пирамида сети» включает в себя большое количество устройств, разработчики предусмотрели множество удобных функций для работы сразу с несколькими устройствами одновременно из разных групп привязки или географических объектов. Главной особенностью БД «Пирамида» является удобство в формировании отчетов. Разработчики, общаясь с пользователями и тестировщиками заложили в программу все необходимые отчеты для формирования отпуска в сеть нагрузок, что бы контролировать потери и минимизировать их.

3 АНАЛИЗ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОТОКОЛА СПОДЭС СРЕДИ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ИСУЭ И УДОБСТВО В ПНР

Взаимодействие элементов системы осуществляется по цифровым протоколам обмена данными, обеспечивающим надёжную передачу информации и защиту от несанкционированного доступа. В октябре 2019 год появился унифицированный протокол для всех приборов учета, его название СПОДЭС. Данный протокол является корпоративным стандартом для приборов учета в ПАО «Россети», а в 2020 году Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии «Росстандарт» утвердила СПОДЭС в качестве национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 589400-2020 «Требования к протоколам обмена информации между компонентами ИСУЭ и приборами учета». Спустя один год, СПОДЭС преодолел разрыв от корпоративного стандарта до национального стандарта РФ [12].

3.1 Компания АО «Энергомера»

Протокол СПОДЭС был реализован для унификации модели ИСУЭЭ, что бы устройства различного производителя могло быть взаимозаменяемо. Его шифрование в качестве пароля было основано на коде, состоящий из 16 символов. Разные производители для шифрования устанавливали свои пароли доступа для конфигурирования и чтения данных.

Производитель АО «Энергомера» использовал пароль из последовательных чисел от 1 до 8 с повторением, то есть «1234567812345678», а связным номером для подключения было количество его символов, то есть «16» как указано на рисунке 2, программного обеспечения «AdminTools» работающий с ПУ, производитель компании АО «Энергомера».

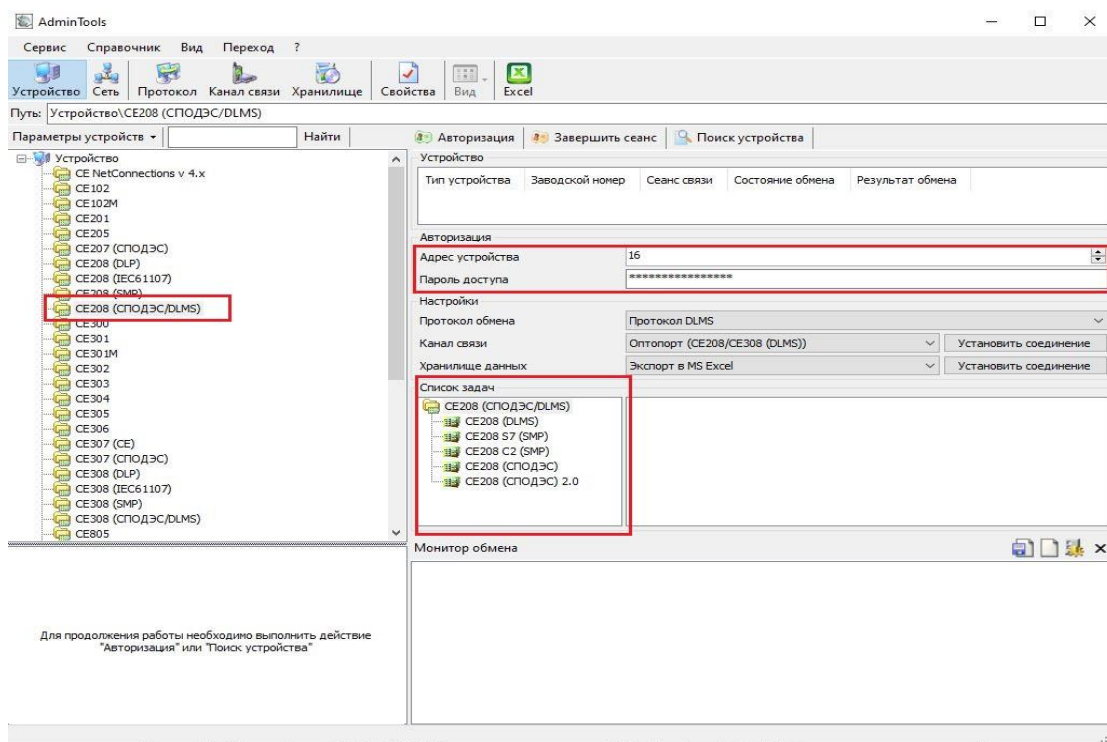


Рисунок 2 – ПО «AdminTools» АО Энергомера.

3.1.1 Пуско-наладочные работы ИСУЭ АО «Энергомера» со встроенным GSM модемом.

Для настройки и подключения к ПУ по каналу связи GSM, нам необходимо настроить предварительно GSM модем на связь по GPRS, для этого требуется:

- установить СИМ карту закрытой сети «Россети»,
- подключить ПУ к питанию 220В,
- отправить СМС команду с кодом:

«013132333435363738022356504E2E54454C45322E525500172400172500174000172713891728012C1722021703» или

«0131323334353637380228012C172356504E2E54454C45322E52550017240017250017271389172B0105A0053137322E32302E39312E313200172C0105A0172202170300» в зависимости от года выпуска устройства, как показано на рисунке 3,

- Проверить ПИНГ сим карты,
- Подключиться к ИСУЭ.

По инструкции производителя, СИМ карту необходимо устанавливать на отключенный ПУ от питания 220В, т.к. в противном случае может возникнуть поломка СИМ карты с удалением всех данных на ней. После установки СИМ карта должна зарегистрироваться в сети, обнаружив ближайшую вышку связи, только после этого отправляем команду. Обычно это занимает от 10 секунд до 3 минут. В СМС команде прописаны необходимые параметры для связи по GPRS, такие как:

- порт подключения «5001» или «11001»,
- APN оператора «prg.askue» (для оператора Т2),
- режим работы «Сервер».

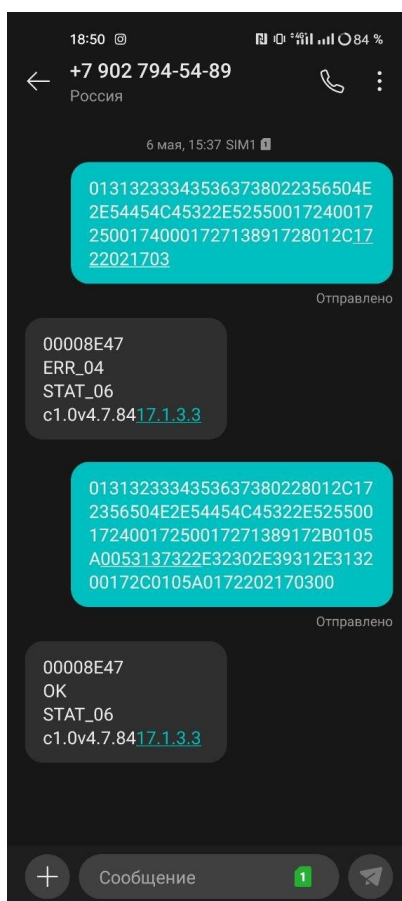
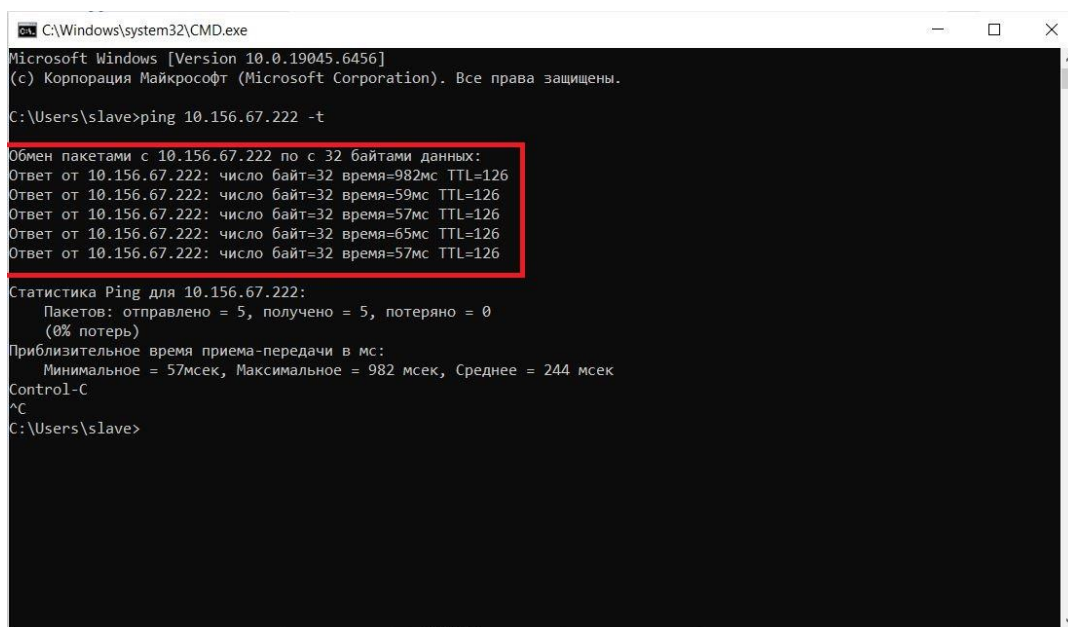


Рисунок 3 – СМС команда для настройки ПУ АО «Энергомера»

После появления положительного ответа от СМС команды «ОК» можем проверить пинг IP адреса, у нас он статический. Для этого нам необходимо войти в закрытую сеть «Россети» и выполнить следующие действия:

- На ПК при помощи сочетания клавиш «Win+R» появляется консоль «Выполнить»
- В появившемся окне вводим команду «cmd»
- Прописываем команду «ping ip -t» как показано на рисунке 4, где ip – статический ip адрес СИМ карты, а «-t» - не ограниченное время проверки.

Мы видим такой результат: Ответ от 10.156.67.222: число байт=32 время=982мс TTL=126 это говорит о том, что IP адрес данной СИМ пингуется. Так же существуют специальные утилиты, для проверки IP адресов, где можно массово загружать сразу несколько СИМ карт, что облегчает и ускоряет работу.



```
C:\Windows\system32\CMD.exe
Microsoft Windows [Version 10.0.19045.6456]
(c) Корпорация Майкрософт (Microsoft Corporation). Все права защищены.

C:\Users\slave>ping 10.156.67.222 -t

Обмен пакетами с 10.156.67.222 по 32 байтами данных:
Ответ от 10.156.67.222: число байт=32 время=982мс TTL=126
Ответ от 10.156.67.222: число байт=32 время=59мс TTL=126
Ответ от 10.156.67.222: число байт=32 время=57мс TTL=126
Ответ от 10.156.67.222: число байт=32 время=65мс TTL=126
Ответ от 10.156.67.222: число байт=32 время=57мс TTL=126

Статистика Ping для 10.156.67.222:
    Пакетов: отправлено = 5, получено = 5, потеряно = 0
    (0% потерь)
    Приблизительное время приема-передачи в мс:
        Минимальное = 57мсек, Максимальное = 982 мсек, Среднее = 244 мсек
Control-C
^C
C:\Users\slave>
```

Рисунок 4 – Командная строка с отправкой запроса на пинг.

После того, как мы убедились, что наша СИМ карта на связи, мы подключаемся к самому ПУ при помощи ПО производителя ИСУЭ, в

нашем случае это программа «AdminTools», компании АО «Энергомера». Для подключения нам необходимо произвести следующие действия после запуска программы:

- выбрать модель прибора учета,
- выбрать канал связи ТСР/IP,
- в канале связи указать наш IP адрес и порт подключения,
- подключиться к IP адресу,
- авторизоваться с ПУ как показано на рисунке 5.

Сигналом о положительном или отрицательном подключении служат логи, всплывающие в момент попытки соединиться с устройством. После удачного подключения, в строке «Тип устройства, Заводской номер» отобразятся данные устройства. После подключения, оператор имеет полный доступ к управлению, конфигурированию и считыванию данных устройства.

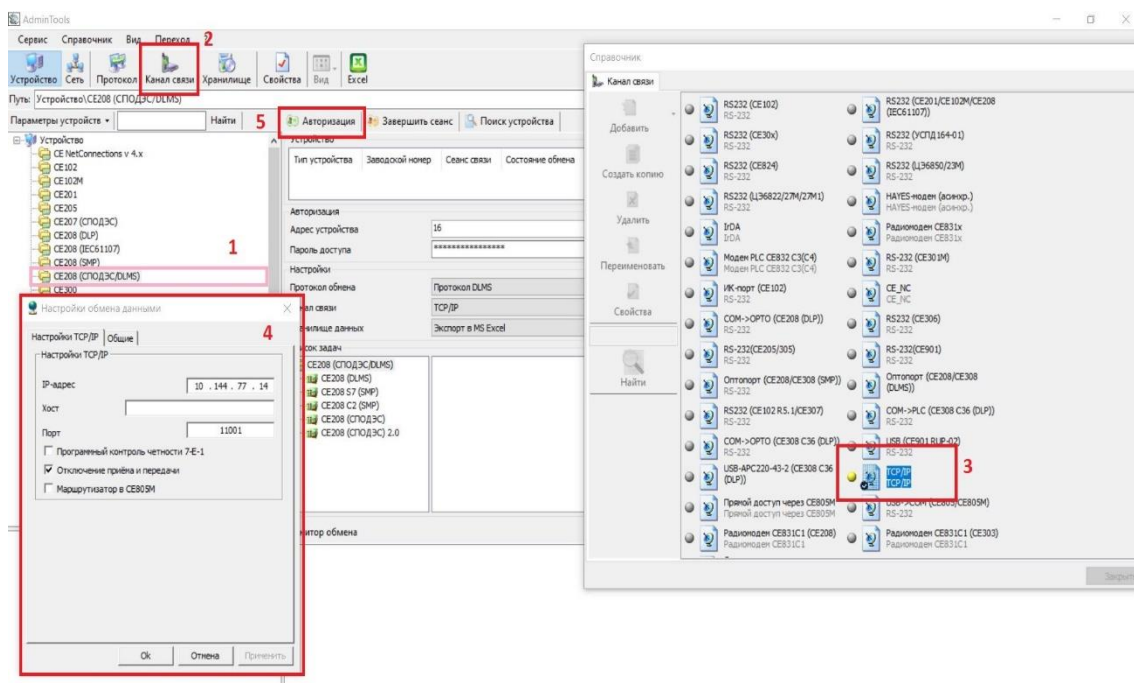


Рисунок 5 – Авторизация с ПУ АО «Энергомера» при помощи программного обеспечения «AdminTools»

3.1.2 Недостатки производителя АО «Энергомера»

У приборов учета исполнения корпуса Split отсутствует радиоканал для подключения к прибору при помощи ПК, но в место этого производитель установил модуль Bluetooth, для связи с которым необходим индивидуальный пароль доступа. Пароль представляет собой шестизначный числовой. Значение числа указано в паспорте устройства. Если паспорт будет утерян, доступ к ПУ по Bluetooth каналу будет не доступен и такой прибор теряет функцию для альтернативного управления устройством или считывания данных в случае пропадания удаленного опроса по другим каналам связи.

Для подключения к устройству через ПО «AdminTools» необходимо подобрать версию программы, под каждый прибор учета в зависимости от года выпуска. Более старые версии программы не работают с ПУ нового поколения по каналу связи через оптический порт или Bluetooth.

Обращение в техническую поддержку компании АО «Энергомера» занимает длительное время. Это связано в разнице часового пояса с Московской областью и с большим потоком заявок со стороны пользователей.

Прибор учета АО «Энергомера» не стабильно работает с устройствами других компаний, когда дело касается опроса по RF(ZigBee). Интегрировать устройство в АСКУЭ как единую сеть с современными УСПД занимает много времени, а зачастую и вовсе не удастся обнаружить устройство, когда УСПД сканирует пространство для обнаружения нужного ПУ.

3.2. Производитель ООО «Меркурий»

Следующий производитель, который перешел на протокол СПОДЭС - это компания ООО «Меркурий». Данная компания не просто перешла на новый протокол программирования, но и сохранила возможность работать по старым протоколам, переключаясь между ними при помощи определенных конфигурация. Для этого решения была реализована дополнительная программа, при помощи которой можно было менять

протокола в зависимости от нужд использования устройства. Однако, удобство этой функции затрудняет выполнять работы по ПНР. Личный опыт показывает, что ПО работает очень нестабильно при переходе из одного протокола в другой. Отличить в каком протоколе находится устройство в данный момент практически невозможно, без подключения к самому устройству, как показано на рисунке 6, а чтобы подключиться с первого раза, необходимо знать установленный протокол. Из-за этого теряется дополнительное время на программирование и настройку прибора учета. В зависимости от протокола, меняется и сетевой адрес подключения. У протокола СПОДЭС ПУ «Меркурий», сетевой адрес состоит из 2х или 3х последних чисел номера устройства. Если это число меньше 17, то к нему прибавляется число «10», но в сумме оно не должно превышать значение «124». У протокола «Меркурий» всё проще, последняя цифра номера ПУ и является связным номером для подключения к устройству удаленно. Все подключение и конфигурирование устройства осуществляется при помощи оптического порта, доступ к нему открыт всегда и для всех пользователей, важно лишь знать необходимые параметры для соединения с устройством и протокол, по которому он работает в момент подключения.

Конфигуратор СПОДЭС

ИЕС Group
INCOTEX ELECTRONICS GROUP

Параметры соединения
Измерения
Профили мощности
Журналы событий
Тарификация
Управление
Отчетные формы

Конфигуратор СПОДЭС
(DLMS/COSEM)

Дата сборки
18.03.2022

Версия сборки
4.8.1.28

Номер сборки
3132101

0%

Настройка и результат измерений | Лог измерений | Общий лог измерений | Дерево объектов

УСТАНОВКА ПАРАМЕТРОВ СОЕДИНЕНИЙ И АССОЦИАЦИЙ

Основные параметры | Параметры Direct HDLC | Параметры GSM(CSD) | Параметры TCP/IP

Тип канала связи: Direct HDLC

Физический адрес счетчика: 90

Логический сервер: 1

Адрес клиента: 48

Уровень доступа: Конфигурирование

Пароль: 2222222222222222

Протокол обмена: СПОДЭС(DLMS)

Число восстановлений соединений: 1

Тайм-аут между попытками (мс): 5000

Число повторных обращений: 3

Повторное выполнение через (мс): 2000

Установить связь | Разорвать связь | Установить протокол Меркурий | По умолчанию

Активация Windows
Чтобы активировать Windows, перейдите в раздел "Параметры".

Дозвоны: 0 | Test

3.2.1 Пуско-наладочные работы ИСУЭ ООО «Меркурий» со встроенным GSM модемом

После определения протокола и перехода по необходимости из «СПОДЭС» в протокол «Меркурий», прибор учета также, как и ПУ «Энергомера» имеет возможность настраивает свой GSM модем на связь по GPRS при помощи СМС команд, таких как:

а) СМС команда служит для определения регистрации сим карты – «###!3!!!!+79043390000»

б) СМС команда, в которой прописывается номер ПУ (42937190), APN (prm.askue), порт (5001) – «###!1!20!2!10.156.68.114!5001!1!42937190!--!--Iprm.askue! 0,0!»

После положительного ответа, так же проверяем ПИНГ IP адреса и подключаемся к устройству.

3.2.2 Недостатки работы оборудования ООО «Меркурий».

Программное обеспечение компании ООО «Меркурий» работает нестабильно. В процессе установки связи по каналу ТСР/IP возникает трудность авторизоваться с устройством, при том что устройство уже имеет удаленный опрос через сервис связи «Пирамида», напрямую подключиться к устройству достаточно тяжело. К примеру, из 10 попыток подключения к устройству, только 1 попытка может стать положительной. Производители компании не выходят на связь, и техническая поддержка также не может стабилизировать работу устройства. У ПУ «Меркурий» GSM модем внешний, что позволяет его заменить, но из-за технических недоработок, блок питания модема сильно нагревается, что приводит к возгоранию устройства или перегреву платы, после чего, питание на модем не приходит и связь с устройством теряется. С начала 2019 года и по сегодняшний день, по Кунгурскому району было установлено порядка 800 устройств данного производителя. Со стороны потребителей возникает

множество жалоб по работе данных устройств: Прибор учета считает не корректно, сбой тарифного расписания, ЖК дисплей не отображает данные, не передает данные удаленно. В данный момент ведется работа по заменам вышедших из строя устройств. Из-за нехватки новых закупок по материалу, возможности заменить массово все устройства не предоставляется возможности. Это приводит к тому, что ожидание замены устройства с момента написания акта о неисправности ПУ может продлиться до 6 месяцев и весь период потребитель будет рассчитываться по нормативу, что влечет а собой большие потери электроэнергии.

3.3 Производитель ООО «Завод Нартис»

Производитель ООО «Завод Нартис» – является самым крупным поставщиком ИСУЭ в компании «Россети». На момент 2026 года количество устройств, установленных на территории Кунгурского производственного отделения составляет более 2000 шт

3.3.1 Виды устройства

Классификация ИСУЭ ООО «Завод Нартис» по классу напряжения:

- однофазный 220в,
- трехфазный прямого включения 380в,
- трехфазный косвенного включения 380в 5А,
- трехфазный высоковольтный косвенного включения 100кВ 5А.

По конструкции корпуса и монтажа:

- шкафного исполнения на дин-рейку,
- шкафного исполнения прямого монтажа на панель шкафа,
- Split рисунок 7



Рисунок 7 – ПУ и устройство дистанционного сбора данных ООО
«Завод Нартис» в корпусе Split

По каналам связи.

- GSM,
- RF(ZigBee)
- PLC

Для настройки удаленного опроса и формирования единой сети по каналу связи ZigBee, компания выпускает устройства сбора данных УСПД НАРТИС ШЛ-ZB. рисунок 8. Данное устройство собирает данные устройств в открытой местности от 500 до 1000м. Само устройство УСПД имеет 2 интерфейса по GSM, что позволяет установить СИМ карты разных операторов тем самым увеличив возможность стабильной работы.



Рисунок 8 - УСД НАРТИС ШЛ-ZB

УСПД «Нартис» имеет возможность собирать данные не только ПУ своего же производителя, но и остальные устройства, которые имеют канал связи ZigBee. Для формирования единой сети и опроса устройства, необходимо знать следующие параметры ПУ:

- номер ПУ,
- MAC адрес ПУ,
- тип ПУ.

Прибор учета опрашиваемый по ZigBee сети имеет индивидуальный MAC адрес, состоящий из латинских заглавных букв и римских цифр в количестве 16 символов. После подключения к питанию УСД начинает сканировать местность на наличие в его диапазоне радиоканала с тем MAC адресом, который прописан в его программном коде. После обнаружения, УСД начинает собирать все данные с устройства, записывать в свою память и в любой момент времени, оператор имеет возможность считать эти данные уже по каналу связи GSM подключаясь только к УСД, не зависимо от того находится ПУ на связи в данный момент времени или нет.

3.3.2 Пуско-наладочные работы ПУ производителя ООО «Завод Нартис» со встроенным GSM модемом.

Для настройки опроса ПУ «Нартис» можно не предпринимать ни каких дополнительных мер. Прибор учета уже выпускается с заводскими настройками и работает с большинством операторов связи автоматически.

- Заводские настройки для подключения по GSM:
- порт подключения 4059; 4001,
- пароль для конфигурирования протокола СПОДЭС 00000000100000001
- логический адрес подключения 1,
- физический адрес подключения 17,
- таймаут 5000.

Для защиты к несанкционированному доступу к ПО «Нартис» производитель запрашивает данные о пользователях, чтобы предоставить им лицензированную версию. Ключ от лицензии предоставляется только сотрудникам СК.

Сам производитель не рекомендует использовать заводские настройки для стабильной работы ПУ, так как это не соответствует стандартам безопасности. Самый простой способ подготовить ПУ перед началом работы при помощи СМС команд, для записи порта подключения и APN как показано на рисунке 9. После чего, можно проверять СИМ карту известным нам ранее способом, на наличие пинга.

СМС команды для настройки и проверки ПУ:

- СМС для настройки порта и APN «<pswd=Nartis1234 c=s a1=prm.askuept=5001>»,
- СМС для проверки номера ПУ и IP адреса «<pswd=Nartis1234 c=g>»,
- СМС для перезагрузки GSM модуля «<pswd=Nartis1234 c=r>».

Положительным ответом на принятия конфигураций является ответное сообщение <r=1>, отрицательным ответом <r=0>.

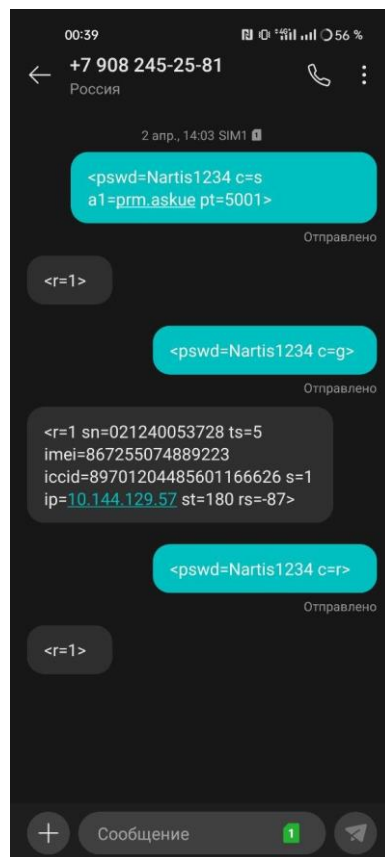


Рисунок 9 – отправка СМС команд для ПУ «Нартис»

3.3.3 Преимущества производителя ООО «Завод Нартис»

Прибор учета «Нартис» является самой современной моделью. ПУ произведенные после 2024 года имеют сразу 2 канала связи в одном устройстве одновременно, GSM и ZigBee. Такая идея производителя расширяет диапазон связи и удобства в эксплуатации. Если ПУ установлен в местности где имеется УСПД в близи устройства, то можно задействовать канал связи ZigBee, а где нет дополнительного оборудования для сбора данных, то тогда ПУ «Нартис» сам является каналобразующим устройством для передачи данных. Данный производитель имеет внешний съёмный модем GSM, доступ к которому пломбируется и закрывается клеммной крышкой ПУ.

Программное обеспечение «Нартис» состоит из 2х разных программ, функционал которых почти не отличается, разница лишь в интерфейсе и в

подключении по радиоканалу. Интерфейс программ очень информативный и доступный для всех пользователей.

Производитель «Нартис» имеет хорошую техническую поддержку. Связаться с операторами технической поддержки можно как по телефону, так и при помощи социальных сетей и электронной почты.

Простота в эксплуатации. Настройка перед применением практически не нужна, достаточно отправить СМС команду и дождаться положительного ответа.

УСПД Нартис ZB-ШЛ работает с разными производителями. Это устройство опрашивает такие типы ПУ как:

- Нартис,
- Энергомера,
- Миртек.

3.3.4 недостатки производителя ООО «Завод Нартис»

Прибор учета исполнения корпуса Split имеет встроенный радио канал для подключения ПК с частотой RF-433МГц. Данный канал связи является удобным решением, но скорость его очень низкая. При считывании показания или отправки команд, зачастую канал связи разрывается и не может подключиться повторно. Данная проблема была озвучена на встрече с представителями компании во время форума для обмена опытом в 2024году организованная в компании «Пермэнерго», но решение ее, со слов производителя «Нартис» - «невозможно», объясняясь тем, что с рынка производства электроники, множество компаний перестало сотрудничать в период санкций, наложенных на страну, что ограничивает возможности реализации и усовершенствовании ПУ «Нартис» в данном направлении.

3.5 Сравнительный анализ и выбор производителя

Полученный опыт работы с оборудованием и количество обращения от потребителей хорошо отображает степень надежности и удобства работы с устройствами того или иного производителя. В среде, где роль играет скорость и долговечность, где из множества устройств старого и нового поколения стоит выбирать современность и инновационные технологии, где унификация системы АСКУЭ является приоритетом, лидирующие позиции на сегодняшний день занимает компания ООО «Завод Нартис». На момент 2026 года в Кунгурских электрических сетях было установлено более 100 устройств УСПД «Нартис» и более 2000 приборов учета, и эта цифра только растет. Единообразие оборудования и ПО, упрощает процесс восстановления удаленного опроса и подготовку нового персонала при работе устройствами.

Также важную роль играет канал связи системы ИСУЭЭ. Для формирования единой сети опроса каналу связи GSM, не нужно строить определенные алгоритмы размещения и подбирать географическое расположение устройства, достаточно лишь иметь стабильный сигнал того оператора, чья сим карта будет установлена в устройство ИСУЭЭ, это и будет залогом качественной и стабильной работы устройства и обеспечит удобство в эксплуатации на протяжении долгих лет обслуживания

3.6 Формирования системы АСКУЭ

После того как ПУ проходит этап ПНР, он устанавливается потребителю на его электрохозяйство и далее оператором ИСУЭ, повторно проверяется ПУ на наличие связи. После получения положительного сигнала, оператор формирует опросный лист для занесения ПУ в БД «Пирамида сети».

Опросный лист (ОЛ), представляет собой таблицу Excel. Таблица имеет 45 столбцов обязательных для заполнения.

ОЛ разделен на подразделы:

а) первый - это привязка ПУ от подстанции до линии 0.4кВ,

б) второй – это географические данные. Адрес установки ПУ и его геолокация.

в) третий – это данные по ПУ, его тип и номер.

г) четвертый – это канал связи. Данные для удаленного опроса ПУ Канадлм связи может быть MAC адрес или IP.

После формирования ОЛ и занесения его в БД «Пирамида сети» ПУ начинает опрашиваться удаленно, собирая все необходимые данные, которые будет запрашивать оператор как в ручном режиме, так и в автоматическом.

База данных «Пирамида сети» имеет жесткую иерархию, в которой можно проследить всю последовательность подключения потребителя начиная от подстанции. Это позволяет производить замеры и анализировать показатели каждого уровня нагрузки.

3.7 Статистические данные удаленного опроса ПО Кунгурские электрические сети

Производственное отделение Кунгурских электрических сетей имеет 5 районных отделения включая сам Кунгурский район, а также: Ординский, Суксунский, Березовский и Ергачинский район.

На примере Кунгурского городского района электрических сетей, далее КГРЭС, создадим таблицу 3 и диаграмму с указанием количества приборов учет по данному району, отделив от общего количества ПУ с ИСУЭ.

Данные по количеству приборов учета для производственного отделения Кунгурских электрических сетей, взяты из программного обеспечения под названием «Omni-US». Данное ПО является отечественной платформой, появившееся на вооружении компании «Россети» в рамках программы импортозамещения в 2025 году [25].

Таблицы 3 –общее количество точек учета в КГРЭС

Название	Количество ПУ в КГРЭС	%
Общее количество точек учета	21349	100
Приборы учета ИСУЭ	7144	33,4
Приборы учета Без ИСУЭ	14205	66,6



Рисунок 10 – Соотношение количества точек учета с ИСУЭ и без

Следующим этапом будет определение производителя ПУ и его количество смотреть таблицу 4. Определив количество ПУ того или иного производителя, сделаем выгрузку показателей по удаленному опросу, эту нужно для того, чтобы понимать в каком процентном соотношении удаленный опрос влияет от производителя ИСУЭ.

Таблица 4- Количество ПУ с удаленным опросом

Производитель ИСУЭ	Количество ПУ	ПУ с удаленным опросом	%
Нартис	2873	2100	73
Энергомера	1716	753	43,8
Стриж	349	324	95
Меркурий	619	353	57
Миртек	1463	379	25,9
МИР	124	20	16,6
Всего	7144	3929	54,9



Рисунок 11 – Диаграмма удаленного опроса в процентном соотношении

Сравнив обе диаграммы и полагаясь только на цифры, можем сделать вывод, что лидирующую позицию по удаленному опросу занимает производитель приборов учета «Стриж» с показателями в 95%, а самое большое количество приборов учета установленных в Кунгурских электрических сетях производителя «Нартис» с общим количеством 2873 шт.

На момент 2023 года производитель компании СТРИЖ перестал обновлять программное обеспечение и осуществлять техническую поддержку. Количество ПУ данного производителя не увеличивалось с 2017 года, а только уменьшалось. Это говорит о том, что такие приборы учета больше не закупают по ряду причин. В случае возникновения каких-то отклонения в показателях при замерах или же пропадании удаленного

опроса, специалисты ИСУЭ не занимаются ПНР, а сразу бракуют счетчик. Хотя ПУ производителя «СТРИЖ» и имеет большой процент опроса в Кунгурских электрических сетях, это не является показателем надежности

Производитель «Нартис» в свою очередь только набирает обороты по модернизации сети АСКУЭ в ПО Кунгурских электрических сетях.

Программное обеспечение данного производителя обновляется регулярно.

Практика эксплуатации свидетельствует о росте компании в сфере современности оборудования, применяя все новые идеи для стабильной и бесперебойной работы системы. Представители компании проводят различные учебные тренинги по работе с их старым и новым оборудованием, чтобы расширить квалификацию специалистов и привлекать новых.

Перспектива внедрения ПУ компании «Нартис» показывает, что на протяжении 3х лет, объемы по количеству установленных ПУ только растут, снижая потери как видно из таблицы 5 и увеличивая процент удаленного опроса. При стабильной автоматизации передачи данных, упростился процесс по ежемесячному съему показаний, тем самым сокращая недоучет электроэнергии. Этот показатель отображается как в разрезе одного месяца, так и на протяжении всего года. Компания «Нартис» предоставляет универсальное оборудование, работающее с другими устройствами, то позволяет расширить диапазон сбора данных как для нового, так и для старого оборудования, исключая траты по их замене или модернизации.

Таблицы 5 «Потери электрической энергии за период с 2023 по 2025 год».

Исполнение плана потерь	2023			2024			2025		
	Исполнение плана потерь			Исполнение плана потерь			Исполнение плана потерь		
	2023 год	план	факт	2024	план	факт	2025	план	факт
ПО КУЭС	14,75%	14,04%	13,85%	12,51%	11,16%	9,87%	11,44%	10,21%	10,84%
Березовский РЭС	21,21%	20,70%	10,58%	23,60%	22,49%	21,85%	20,45%	19,09%	22,14%
Ергачинский РЭС	23,67%	21,79%	21,65%	13,48%	12,59%	12,15%	12,41%	11,70%	14,56%
Кунгурский РЭС	18,96%	8,32%	8,47%	12,18%	9,50%	9,25%	11,49%	11,35%	6,74%
Ординский РЭС	17,74%	17,38%	17,21%	6,76%	6,94%	6,86%	3,72%	2,63%	8,56%
Суксунский РЭС	18,35%	18,10%	17,97%	8,08%	8,38%	8,38%	7,54%	6,85%	12,29%

Кунгурские электрические сети смогли уменьшить потери за 3 года с 18,96% по 11,49. Объем потерь все так же остается огромной цифрой, учитывая что количество киловатт исчисляется в миллионах, но эта тенденция имеет хорошую статистику и перспективы на будущее.

Расчёт прогнозного эффекта внедрения ИСУЭ

Возвращаясь к таблице 4 и таблице 5, можем оценить перспективы развития системы ИСУЭ на 2026 и 2027 год при условиях, что приборы учета ИСУЭ будут составлять 50% от общего количество точек в КГРЭС

Данный для расчетов:

- Всего приборов учёта: 21 349 шт.
- 2023 год: 700 приборов с удалённым опросом.
- 2025 год: 7 144 прибора с удалённым опросом

Потери:

- 2023 год — 18,96%
- 2025 год — 11,49%

1. Определяем долю охвата ИСУЭ

Для 2023 года:

$$d_{2023} = 700 / 21349 \times 100 = 3,28\% \quad (5)$$

где:

d- доля охвата устройствами ИСУЭЭ в КуЭС по процентному соотношению.

Для 2025 года:

$$d_{2025} = 7144 / 21349 \times 100 = 33,46\% \quad (6)$$

2. Определяем эффект от расширения ИСУЭ

Рост охвата:

$$33,46 - 3,28 = 30,18\% \quad (7)$$

Снижение потерь:

$$18,96 - 11,49 = 7,47\% \quad (8)$$

Снижение потерь на каждый дополнительный процент охвата:

$$k = 7,47 / 30,18 = 0,2475 \quad (9)$$

1. Прогноз на 50% охвата

Количество приборов:

$$N_{50} = 21349 \times 0,5 = 10675 \quad (10)$$

Дополнительно необходимо подключить:

$$10675 - 7144 = 3531 \quad (11)$$

Рост охвата относительно 2023 года:

$$50 - 3,28 = 46,72\% \quad (12)$$

Прогнозируемое снижение потерь:

$$46,72 \times 0,2475 = 11,56\% \quad (13)$$

Ожидаемый уровень потерь:

$$18,96 - 11,56 = 7,40\% \quad (14)$$

Итоговая данные:

2023: охват 3,28%, потери 18,96%

2025: охват 33,46%, потери 11,49%

Прогноз 2026–2027: охват 50%, потери 7,40%

Пояснения:

Анализ статистических данных показал, что увеличение количества приборов учёта, включённых в систему ИСУЭ, с 700 единиц в 2023 году до 7144 единиц в 2025 году привело к снижению уровня потерь электроэнергии с 18,96% до 11,49%. При увеличении охвата системой ИСУЭ до 50% от общего числа приборов учёта (10675 точек) прогнозируемый уровень потерь может быть снижен до 7,4% смотреть рисунок 12

Полученный результат носит оценочный характер и зависит от фактических темпов внедрения ИСУЭ.

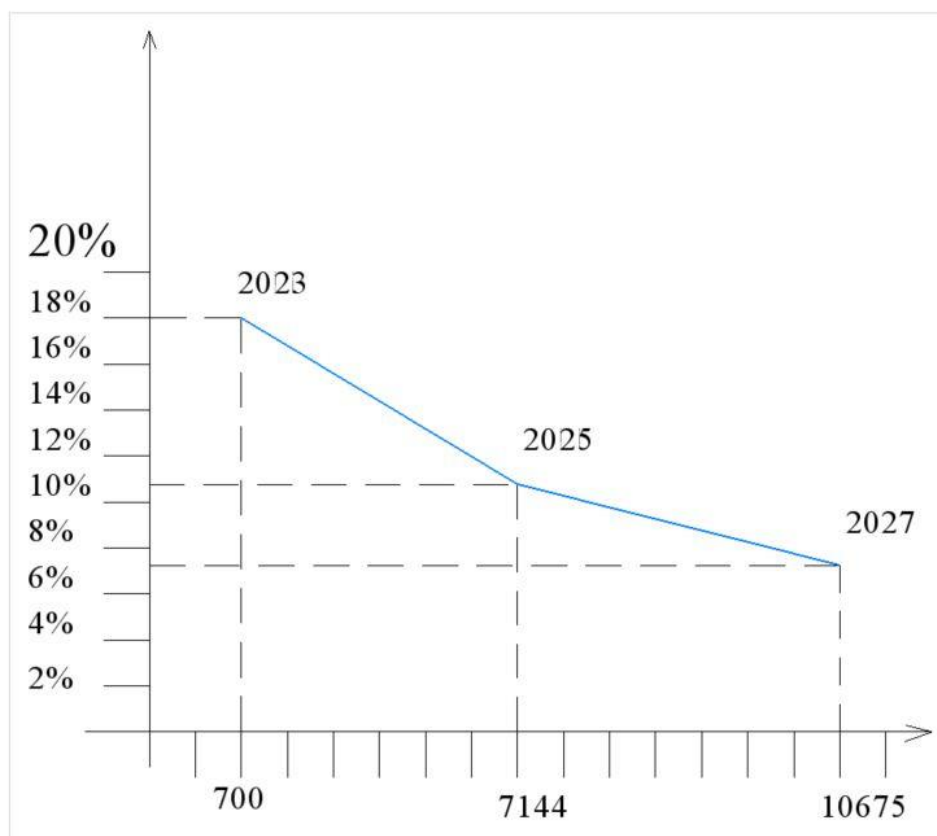


Рисунок 12 – График зависимости опроса на снижение потерь

Анализ зависимости уровня потерь электроэнергии от доли приборов учёта, подключённых к системе ИСУЭ, показывает устойчивую тенденцию к снижению потерь при расширении охвата удалённым сбором данных. Увеличение охвата с 3,28% до 33,46% обеспечило снижение потерь на 7,47%. Согласно прогнозной модели, при достижении охвата 50% уровень потерь может быть снижен до 7,4%, что подтверждает эффективность дальнейшего внедрения интеллектуальной системы учёта электроэнергии.

4.Экономическая оценка внедрения ИСУЭ в ПО КуЭС

4.1 Исходные данные для расчета

Для расчета принимаются следующие исходные данные, взятые из средних значений за аналогичный период прошлого года (АППГ):

- Количество приборов учета -1000шт
- Стоимость одного интеллектуального счетчика – 35 000руб
- Стоимость монтажа 5000 руб.
- Общие затраты на одну точку учета.

Капитальное вложение определяется по формуле:

$$K=N * C \quad (15)$$

Где:

К – Капитальное вложение

N – количество счётчиков

C – стоимость установки одного комплекса

Расчёт:

$$K=1000*40\,000 = 40\,000\,000 \text{ руб.} \quad (16)$$

4.2 Определение экономического эффекта.

Основной экономический эффект достигается за счет снижения коммерческих потерь электроэнергии и выявления безучётного потребления.

Исходные данные:

- Объем отпуска электроэнергии – 30 000 000 кВт.ч в год.
- Снижения потерь после внедрения ИСУЭ – 3% (усредненный процент)

Объем предотвращающих потерь:

$$\Delta W= W*\Delta P/100 \quad (17)$$

Расчет:

$$\Delta W=30\,000\,000*0.03=900\,000 \text{ кВт.ч} \quad (18)$$

При среднем тарифе 6 руб. за кВт/ч экономический эффект составит:

$$900\,000*6=5\,400\,000 \text{ руб./год} \quad (19)$$

4.3 Снижение эксплуатационных затрат

Дополнительный эффект достигается за счет сокращения трудозатрат и эксплуатационных расходов:

- Транспортные расходы – 500 000 руб.
- Фонд оплаты труда – 1 000 000 руб.
- Прочие расходы – 300 000 руб.
- Итоговая экономия: 1 800 000руб.

Общий годовой эффект: $5\,400\,000 + 1\,800\,000 = 7\,200\,000$ руб.

4.4 Расчет срока окупаемости

Срок окупаемости определяется по формуле:

$$T = K / E \quad (20)$$

где:

$K = 40\,000\,000$ руб.

$E = 7\,200\,000$ руб/год.

Расчет:

$$T = 40/7,2 = 5,56 \text{ года} \quad (21)$$

4.5 Вывод по экономической эффективности

Произведенная экономическая оценка показывает, что внедрение интеллектуальной системы учета электроэнергии в производственном отделении КуЭС позволяет снизить коммерческие потери электроэнергии, уменьшить затраты на эксплуатацию системы учета и повысить эффективность работы персонала

При капитальных вложениях 40 мл. руб. годовой экономический эффект составляет 7,2 млн. руб. а расчетный срок окупаемости проекта не превышает 6 лет. Полученные результаты подтверждают экономическую целесообразность дальнейшего внедрения ИСУЭ в распределительных сетях ПО КуЭС

Охрана труда при работе с оборудованием ИСУЭ.

Приборы учета с удаленным опросом имеющие корпус исполнения Split, должны соответствовать степени защиты не менее IP -54. Такие ПУ устанавливаются службой СТЭЭ на верхней части опоры с подъемом на нее по средствам когтей или лазов, а также при помощи автовышки (АГП). Согласно правилам по охране труда, к работам на высоте относится:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.[Приказ при работе на высоте]

Работа на высоте относится к специальным видам работы и оформляется такая работа только «Нарядом-допуском» на производство работ. Работу осуществляется согласно технологической карте, которая соответствует выполняемой работе с применением всех необходимых средств индивидуальной и коллективной защиты. Средства защиты должны быть испытаны, пронумерованы и проверены производителем работы, перед началом выполнения работ. Работа по «Наряду допуску» должна начинаться с целевого инструктажа, допуском бригады к месту работы, подготовки рабочего места, полным отключением питания на месте работ, ограждением мест не предусмотренных в «Наряеде допусе», где остаются токопроводящие части находящиеся под напряжением, а также обязательная проверка

отключенной линии на факт отсутствия питания с последующей установкой переносного заземления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе была исследована система ИСУЭ и перспективы ее внедрения в Кунгурские электрические сети. Во время исследования было выявлено, что на территории нашего объекта отсутствует полномасштабная привязка всех приборов учета в одну глобальную сеть АСКУЭ. Из 21349 ПУ на момент 2026 года, только 33,4% имеет удаленный опрос с автоматизированным сбором данных. Важность и необходимость поднятия процента опроса играет ключевую роль в направлении сокращения потерь электроэнергии, это отображено в таблице 5. Также наши расчеты показали, что с увеличением процента опроса с 33,4% до 50% к 2027 году, потери сократятся с 11,49% до 7,4%, что дадут существенный результат только лишь за счет внедрения интеллектуальных приборов учета.

Программное обеспечение ПУ играет важную роль в системе мониторинга работы устройства. Все показатели, изменения, колебания напряжения и отклонения характеристик будет мгновенно записано в память устройства, а если нету доступа подключения к устройству, то все эти функции не играют никакой роли и убедиться в корректности работы устройства не предоставляется возможности. В этом направлении был разработан и внедрен единый протокол СПОДЭС. Его преимущества в том, что при помощи данной системы, все ПУ имеют унифицированный протокол, по которому все устройства работают как единая глобальная сеть. Для исследования был взят производитель компании «Нартис». Данный производитель набирает все больше оборотов по глобализации рынка ИСУЭ, развивает свое программное обеспечение, следит за рынком производства, подстраивается под тренды и предоставляет одну из лучших на рынке техническую поддержку и обучение персонала по работе и устройствами их производства.

Экономический эффект показал, что внедрение ИСУЭ в рамках территории ПО КуЭС целесообразно. Срок окупаемости менее 6 лет, при условиях, что лишь 50% от всех установленных ПУ будет иметь удаленный

опрос. В перспективе, повышая процент удаленного опроса, налаживая систему за счет качественного оборудования, мы можем сократить срок окупаемости и сократить потери электроэнергии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
2. Способы оптимизации электрических потерь в распределительных сетях / В.В. Волков, Е.А. Басуматорова, А.В. Ставицкий и др. // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2025. № 3 (113). С. 150– 156.
3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ / А.А. Ктенко // Национальный исследовательский университет «МЭИ» 2025 №12 (93) С 7
4. Интеллектуальные системы учета электроэнергии как фактор развития «умного города»/ А.О. Бучнаев, К.С. Рыбина //Московский энергетический институт. 2025 №4 (43) С 9
5. Андрианов М.А., Гурова Е.М., Евтушенко Н.А., Неделин Н.А., Никулин И.В. Использование современных методов автоматизации для оптимизации жизненного цикла продукции // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2019. – № 7. – С. 29-35
6. Симонов Н. С. Энергетическая статистика дореволюционной России // Статистика и экономика. 2017. №4.
7. Отрокова Ольга Юрьевна, Щербакова Ольга Михайловна План ГОЭЛРО - программа революционной России // Манускрипт. 2017. №10-1 (84)
8. Лебедев Виталий Матвеевич ОТ ПЛАНА ГОЭЛРО ДО НАШИХ ДНЕЙ // Национальные приоритеты России. 2020. №4 (39).
9. Постановление Правительства РФ №442 о «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии") (ред. 2025 г.)

10. Федеральный закон №522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощность) в Российской Федерации. вступил в силу 28.12.2018, кроме некоторых его положений, которые вступают в силу с 01.07.2020(ред. 2025 г.)

11. Постановление Правительства РФ №861 (ред. от 07.02.2026) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам коммерческого оператора оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям"

12. ГОСТ Р 58940-2020 СПОДЭС

13. ГОСТ 34.201-2020

14. ГОСТ 32144-2013

15. ГОСТ IEC 62052-11-2018

16. ГОСТ Р 58651.1-2019

17. ГОСТ 7.32 – 2017

18. Электронный ресурс: <https://www.rosseti.ru/shareholders-and-investors/disclosure-of-information/affiliated-entities/>

19. Федеральный закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощность) в Российской Федерации. вступил в силу 28.12.2018, кроме некоторых его положений, которые вступают в силу с 01.07.2020.

20. Электронный ресурс: <https://www.sicon.ru/prod/po/pyramid20> (дата обращения: 04.08.2020)

21. Электронный ресурс: <https://rosseti-ural.ru/client/tp/tariff/>

22. Лоевская Маргарита Михайловна Монастырский устав и монастырская еда: динамика развития // Вестник Московского университета. Серия 19. Лингвистика и межкультурная коммуникация. 2017. №3.

23. Пуля О. ПОСЛЕВОЕННОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ: УРОКИ МОДЕРНИЗАЦИИ // Журнал прикладных исследований. 2010. №4.

24. Электронный ресурс: <https://permenergosbyt.ru/populations/tarify-dlya-naseleniya-i-priravnennyh-k-nemu-kategoriy-2026>

25. Электронный ресурс: <https://omnius.ru/info.aspx?type=news&id=1105>



РОССЕТИ
УРАЛ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

**О ПРИЗНАНИИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ
В ОБЛАСТИ УЛУЧШЕНИЙ**

ПЭ КуЭС-2025-010

06.06.2025

Настоящее свидетельство выдано

**ШАРЛАИМОВОЙ
ЕКАТЕРИНЕ АНАТОЛЬЕВНЕ**

Специалисту 1 категории службы производственного контроля и охраны труда
ПО «Кунгурские электрические сети»
Филиала ПАО «Россети Урал» - «Пермэнерго»

**РАШИДОВУ
ВЯЧЕСЛАВУ ЗАКИРОВИЧУ**

Инженеру 2 категории бригады по замене приборов учета электроэнергии и
эксплуатации систем учета электроэнергии участка транспорта электроэнергии
КГРЭС ПО «Кунгурские электрические сети»
Филиала ПАО «Россети Урал» - «Пермэнерго»

**За предложение в области улучшений
«ОБУЧАЮЩИЙ СТЕНД ПО СБОРКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ
ДЛЯ УЧАЩИХСЯ СТАРШИХ КЛАССОВ И СТУДЕНТОВ»**

ПРИНЯТОЕ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ
В ПО «КУНГУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»
ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ УРАЛ» - «ПЕРМЭНЕРГО»

Директор ПО «КуЭС»

А.В. ПАТРАКЕЕВ

ГОРОД ПЕРМЬ
2025 ГОД



**РОССЕТИ
УРАЛ**

СВИДЕТЕЛЬСТВО

**О ПРИЗНАНИИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ
В ОБЛАСТИ УЛУЧШЕНИЙ**

ПЭ КуЭС-2025-122

23.10.2025

Настоящее свидетельство выдано

**ШАРЛАИМОВОЙ
ЕКАТЕРИНЕ АНАТОЛЬЕВНЕ**

Специалисту 1 категории службы производственного контроля и охраны труда
ПО «Кунгурские электрические сети»
Филиала ПАО «Россети Урал» – «Пермэнерго»

**РАШИДОВУ
ВЯЧЕСЛАВУ ЗАКИРОВИЧУ**

Инженеру 2 категории участка транспорта электроэнергии бригады по замене
приборов учета электроэнергии и эксплуатации систем учета электроэнергии
КГРЭС ПО «Кунгурские электрические сети»
Филиала ПАО «Россети Урал» – «Пермэнерго»

**За предложение в области улучшений
ОБУЧАЮЩИЙ РОЛИК
«ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНЫХ СРЕДСТВ»**

ПРИНЯТОЕ К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ
В ПО «КУНГУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»
ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ УРАЛ» – «ПЕРМЭНЕРГО»

Директор ПО «КуЭС»

А.В. ПАТРАКЕЕВ

ГОРОД ПЕРМЬ
2026 ГОД