


Министерство высшего образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) образовательной программы  
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о.зав. кафедрой


 Н.В.Савина

« 06 » 07 2020 г.

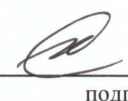
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Интеллектуализация учета электроэнергии в распределительных электрических сетях на примере Волковского участка Благовещенского РЭС филиала «Амурские электрические сети» АО «ДРСК»


Исполнитель  
студент группы 842ом-2

 03.07.2020 Д.А. Хлынин  
подпись, дата

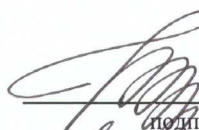
Руководитель,  
докт.техн.наук, профессор

 03.07.2020 Н.В.Савина  
подпись, дата

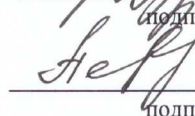
Руководитель  
магистерской программы

 03.07.2020 Н.В.Савина  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст.преподаватель

 06.07.2020 Н.С.Бодруг  
подпись, дата

Рецензент

 06.07.2020 И.В.Перова  
подпись, дата


Благовещенск 2020

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 25 » 03 2020г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Хлынина Данила Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Интеллектуализация учета электроэнергии в распределительных электрических сетях на примере Волковского участка Благовещенского РЭС филиала «Амурские электрические сети» АО «ДРСК»

(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уч )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 30.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейные схемы подстанций Волково и Владимировка, схемы распределительных пунктов Грибское и Усть-Ивановка, материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ системы учета электроэнергии в распределительных сетях Благовещенского РЭС на примере Волковского участка; Современное состояние проблемы коммерческого и технического учета электроэнергии в распределительных сетях; Концепция построения интеллектуального учета электроэнергии в распределительных сетях и технологическая инфраструктура ее реализации; Перевод системы учета электроэнергии в электрических сетях Волковского участка на интеллектуальную платформу.

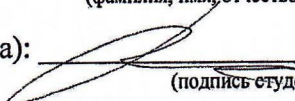
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 31 рисунок, 13 таблиц, 39 источников, графическая часть 2 листа.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В. зав. каф. д.т.н., профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

  
(подпись студента)

Хлынин Д.А.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 123 с., 31 рисунок, 13 таблиц, 39 источников, графическая часть 2 листа.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, ПОТЕРИ, СИСТЕМА УЧЕТА, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА, ПОГРЕШЕНОСТИ, АИИС КУЭ, SMART GRID.

В работе исследованы схема энергоснабжения, организация существующей системы учета на Волковском участке электрических сетей Благовещенского РЭС АО «ДРСК» и энергетические балансы за два предшествующих года, рассмотрены вопросы достоверности учета электрической энергии и проведен анализ современных технологий в концепции «умных» сетей - Smart Grid.

Цель работы – на основе практических сведений об энергоснабжении потребителей на Волковском участке, теоретических данных и передового зарубежного и отечественного опыта в области построения достоверного учета и создании «умной» сети – Smart Grid, предложить к внедрению перевод системы учета в электрических сетях Волковского участка на интеллектуальную платформу.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ системы учета электроэнергии в распределительных сетях Благовещенского РЭС на примере Волковского участка	9
1.1 Характеристика электрических сетей Волковского участка Благовещенского РЭС и потребителей, питающихся от этих сетей	9
1.2 Системы и измерительные комплексы учета электроэнергии, применяемые в электрических сетях Волковского участка, их структура, принцип действия и технические характеристики	16
1.3 Организация учета электроэнергии в электрических сетях Волковского участка	25
1.4 Фактические и допустимые небалансы электроэнергии и их анализ	29
1.5 Анализ достоверности учета электроэнергии	32
1.6 Проблемы системы учета электроэнергии, выявленные в результате анализа	37
2 Современное состояние проблемы коммерческого и технического учета электроэнергии в распределительных сетях	39
2.1 Учетная политика и нормативно-правовое обеспечение учета электроэнергии в распределительных сетях	39
2.2 Сравнительный анализ автоматизированных систем учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и их технической реализации	44
2.3 «Умный учет» и опыт его реализации в мире и в России	54
2.4 Интеллектуальные счетчики электроэнергии	59
2.5 Методы определения погрешностей учета электроэнергии и метрологических потерь электроэнергии	62
2.6 Достоверизация учета электроэнергии	66

3	Концепция построения интеллектуального учета электроэнергии в распределительных сетях и технологическая инфраструктура ее реализации	72
3.1	Применение современных технологий и концепции Smart Grid в распределительных сетях	72
3.2	Концептуальная модель и принципы построения интеллектуального учета электроэнергии в распределительных сетях	77
3.3	Техническая реализация интеллектуального учета электроэнергии	82
3.4	Сравнительный анализ традиционной и интеллектуальной систем учета электроэнергии в распределительных сетях	87
4	Перевод системы учета электроэнергии в электрических сетях Волковского участка на интеллектуальную платформу	91
4.1	Принципы построения и архитектура интеллектуального учета в электрических сетях Волковского участка	91
4.2	Выбор технических средств и технологий для реализации системы интеллектуального учета электроэнергии	94
4.3	Организация работ по переводу учета электроэнергии в интеллектуальный учет	113
4.4	Ожидаемый эффект от интеллектуализации системы учета электроэнергии в распределительных сетях Волковского участка	114
	Заключение	117
	Библиографический список	119

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСКУЭ	автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АИИС КУЭ	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
РРЭ	розничный рынок электроэнергии
ТН	трансформатор напряжения
ТТ	трансформатор тока
ГБП	граница балансовой принадлежности
ИИК	информационно-измерительный комплекс
ИВК	информационно-вычислительного комплекс
ИВКЭ	информационно-вычислительный комплекс энергообъекта
ИИС	информационно-измерительная система
ПО	программное обеспечение
УСПД	устройства сбора и передачи данных
УСВ	устройство синхронизации времени
GSM	глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи

## ВВЕДЕНИЕ

Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, разработанной на период до 2030 года определена задача внедрения технологии "умных" электрических сетей, обеспечивающих эффективность и стабильность энергоснабжения. «Умная сеть» – это автоматизированный комплекс, позволяющий передавать и правильно распределять всю имеющуюся электроэнергию между потребителями и при этом обеспечивающий стабильную работу энергосети. Ключевым элементом «умной» сети является автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ, обеспечивающая измерение, сбор и обработку данных, учет, как со стороны поставщика энергоресурсов, так и со стороны потребителя, адаптируемый к различным тарифным системам.

Повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии неразрывно связано с реализацией мероприятий, направленных на снижение потерь электрической энергии. В настоящее время высокий уровень потерь электроэнергии обусловлен наличием сверхнормативных потерь и неоптимальными режимами работы электрических сетей. Основными причинами сверхнормативных (коммерческих) потерь являются хищения электрической энергии, которые обусловлены несанкционированным подключением, мошенничеством с приборами учета, а также низкий уровень оснащенности АИИС КУЭ приборами учета, их техническое и моральное устаревание, что не позволяет вести достоверный учет электроэнергии. Для решения существующих проблем необходим переход на новый качественный уровень АИИС КУЭ путем внедрения интеллектуальных приборов учета, которые в отличие от своих аналоговых предшественников способны автоматически дистанционно передавать текущие показания и режим потребления электричества, подать сигнал об аварии в сети, а также о несанкционированном вмешательстве. Установка интеллектуальных

приборов учета практически исключает хищение электроэнергии, а значит, повышает надежность и качество электроснабжения потребителей.

**Актуальность** работы заключается в снижении величины сверхнормативных потерь на примере участка электрических сетей АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК»), путем модернизации существующей системы и парка приборов учета электроэнергии на интеллектуальной платформе.

**Объект исследования** – Волковский участок Благовещенского РЭС филиала Амурские электрические сети АО «ДРСК».

**Предмет исследования** – учет электроэнергии в распределительных электросетевых комплексах.

**Цель работы** – на основе практических сведений об энергоснабжении потребителей на Волковском участке, теоретических данных и передового зарубежного и отечественного опыта в области построения достоверного учета и создании «умной» сети – Smart Grid, предложить к внедрению перевод системы учета в электрических сетях Волковского участка на интеллектуальную платформу.

Достижение данной цели предполагает постановку и последовательное решение следующих **основных задач**:

1. Характеристика схемы электроснабжения и существующей системы учета электроэнергии на Волковском участке электрических сетей.
2. Анализ достоверности учета электрической энергии и состояния энергетических балансов.
3. Оценка современного состояния нормативно-правового обеспечения учета электрической энергии.
4. Сравнительный анализ современных систем АИИС КУЭ.
5. Анализ современных технологий в концепции «умных» сетей - Smart Grid с применением интеллектуальных систем учета.
6. Разработка мероприятий по переводу системы учета Волковского участка на интеллектуальную.



**Научная новизна** заключается в адаптации концепции построения интеллектуального учета электроэнергии к электрическим сетям 0,4–10 кВ электросетевых комплексов и оптимальном выборе технологической инфраструктуры ее реализации.

**Практическая значимость** заключается в снижении доли сверхнормативных потерь на 80 % на Волковском участке электрических сетей Благовещенского РЭС филиала Амурские электрические сети АО «ДРСК» путем применения интеллектуальной платформы системы учета электрической энергии при модернизации в целях исполнения Федерального закона № 522-ФЗ.

В первой главе проведен анализ схемы энергоснабжения Волковского участка электрических сетей, организации существующей системы учета и энергетических балансов за 2018 и 2019 года.

Во второй главе рассмотрены современное состояние проблемы коммерческого и технического учета электроэнергии в распределительных сетях, методы достоверизации учета.

В третьей главе рассмотрены концепция построения интеллектуального учета электроэнергии в распределительных сетях и теоретические данные передового зарубежного и отечественного опыта в области построения достоверного учета и создания «умной» сети – Smart Grid.

В четвертой главе предложен перевод системы учета электроэнергии в электрических сетях Волковского участка на интеллектуальную платформу, произведен выбор технических средств и рассчитан ожидаемый экономический эффект.

# 1. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ БЛАГОВЕЩЕНСКОГО РЭС НА ПРИМЕРЕ ВОЛКОВСКОГО УЧАСТКА

## 1.1. Характеристика электрических сетей Волковского участка Благовещенского РЭС и потребителей, питающихся от этих сетей

Волковский участок электрических сетей находится в Благовещенском РЭС (БРЭС) филиала Амурские ЭС АО «Дальневосточная Распределительная Сетевая Компания». Данный участок питают две подстанции под управлением БРЭС ПС Волково 110/35/10 кВ и ПС Владимировка 110/10 кВ, а также со стороны Тамбовского РЭС питают ПС Лозовое через фидер Ф-15, ПС Садовое через фидер Ф-5 и ПС Николаевка - фидер Ф-1.

На рис. 1 представлена схема ПС Волково с одной рабочей секционированной выключателем системой шин.

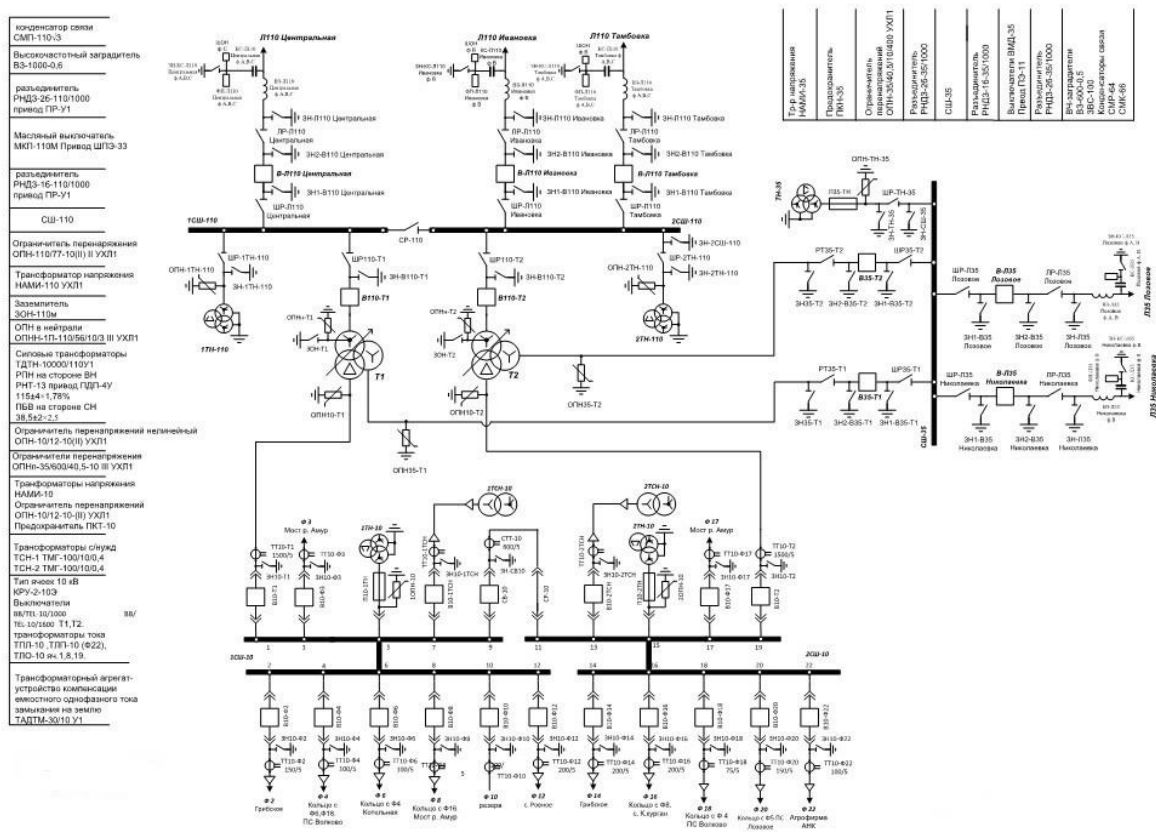


Рисунок 1 – Однолинейная схема ПС Волково

На рисунке 2 представлена схема ПС Владимировка по схеме мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

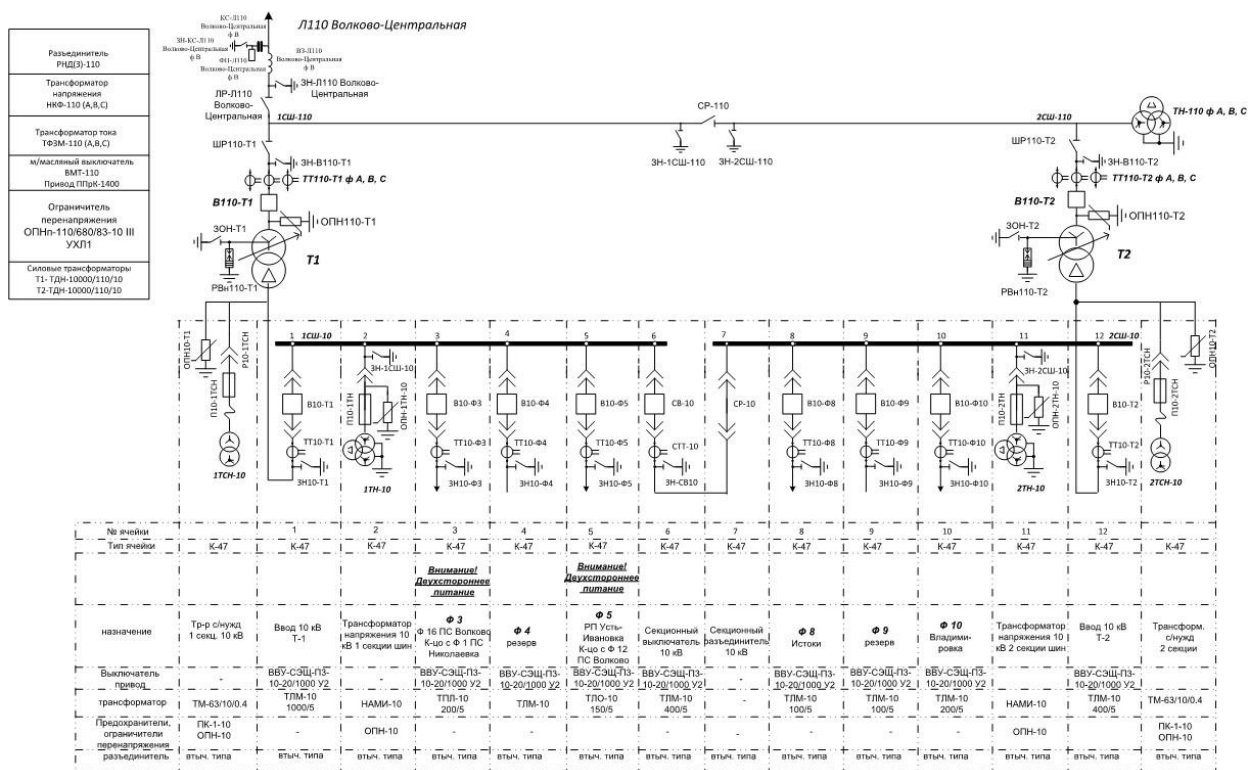


Рисунок 2 – Однолинейная схема ПС Владимировка

В таблице 1 представлена марка провода отходящих фидеров подстанций.

Таблица 1 – Марка провода отходящих фидеров подстанций

Фидер	Марка провода
ПС Волково	
Ф-4	АС-50
Ф-6	АС-70
Ф-12	СИПЗ 1x70
Ф-16	АС-70
Ф-18	АС-50
Ф-20	АС-50
ПС Владимировка	
Ф-5	АС-70

Ф-8	АС-70
Ф-10	АС-50
Подстанции Тамбовского РЭС	
Ф-1 ПС Николаевка	АС-95
Ф-5 ПС Садовое	АС-50
Ф-15 ПС Лазовое	АС-50

Также в Волковском участке размещены два распределительных пункта:  
РП Усть-Ивановка, РП Грибское. Схемы распределительных пунктов  
представлены на рисунках 3 и 4 соответственно.

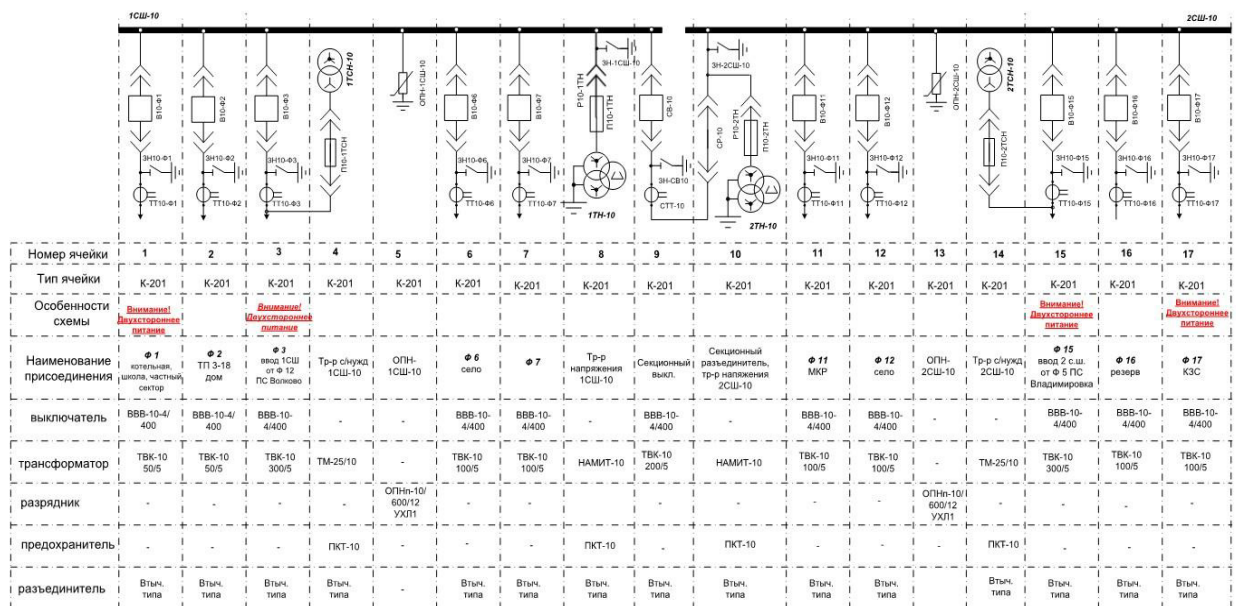


Рисунок 3 – РП Усть-Ивановка

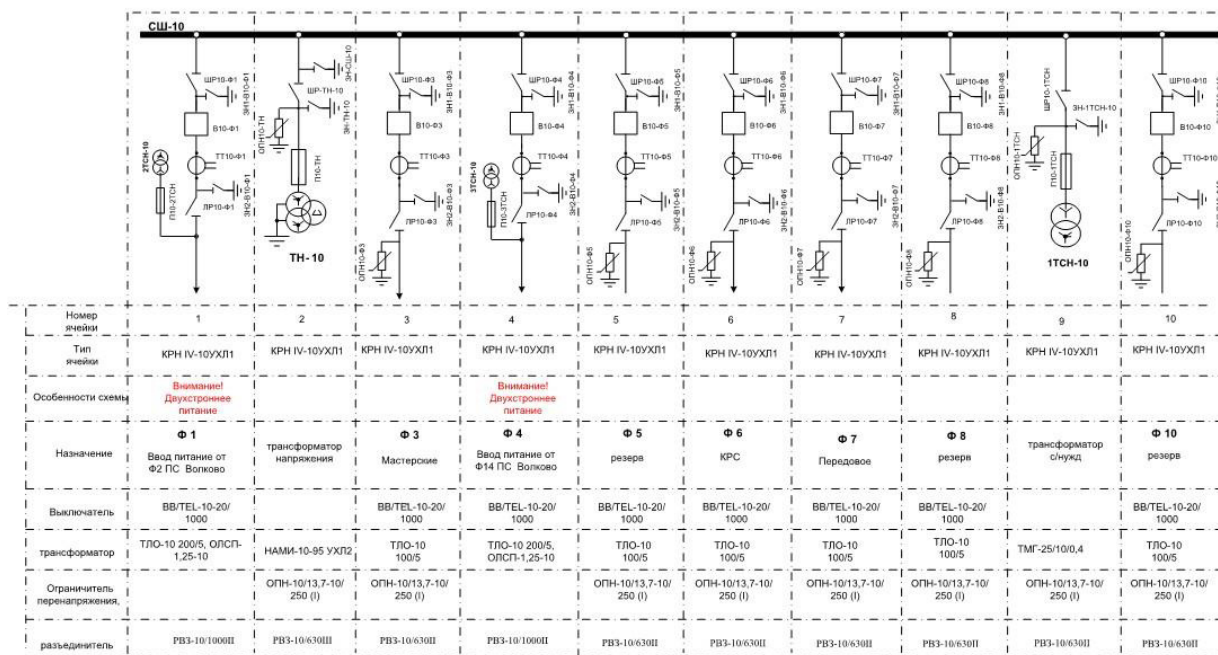


Рисунок 4 – РП Грибское

В Волковском участке имеется 196 трансформаторных подстанций, характеристика которых представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Суммарная мощность ТП по ЛЭП Волковского участка

№ п/п	Наименование подстанции	№ фидера	Кол-во ТП, шт	Мощность ТП, кВА	Номинальный ток аппаратов защиты фидера, А
1	ПС Владимировка	5	3	0,383	630
		3	18	4,936	630
		10	22	6,96	630
2	ПС Волково	2	1	0,63	630
		14	3	0,563	630
		3	4	2,46	630
		17	5	3,46	630
		4	2	0,41	630
		18	12	4,96	630
		6	2	3,26	630
		8	11	2,831	630
		12	15	2,755	630

		16	39	10,392	630
		20	3	850	630
3	РП Усть-Ивановка	1	2	1,3	630
		17	13	3,75	630
		2	2	500	630
		6	14	4,033	630
		7	3	1,13	630
		11	3	0,81	630
4	РП Грибское	3	4	1,06	630
		7	10	2,813	630
		6	5	0,636	630

На рисунке 5 представлена однолинейная схема ТП Волковского участка.

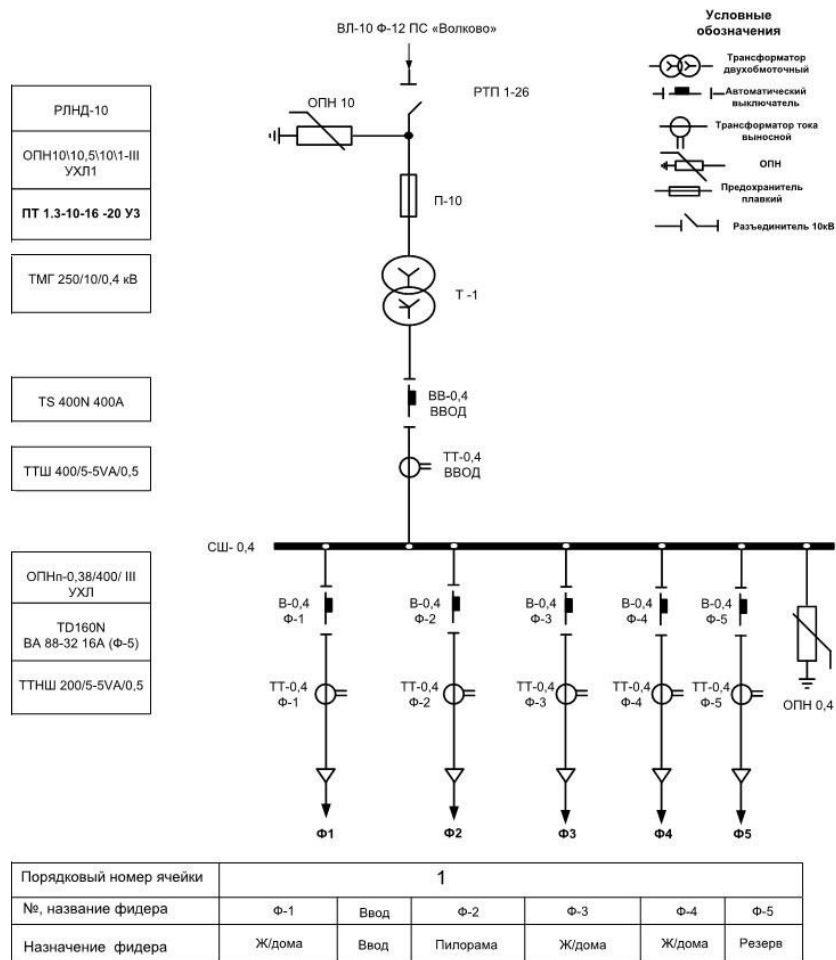


Рисунок 5- Однолинейная схема РТП 10/0,4 кВ № 1-26 ПС Волково

В таблице 3 представлено количество потребителей (физических лиц) Волковского участка, подключенных к разному напряжению сети.

Таблица 3 – Потребители (физические лица) Волковского участка

Подстанция	СН1 35кВ	СН2 6-10 кВ	НН ≤ 6 кВ	Всего
ПС Волково		1	1571	1572
ПС Владимировка		1	1989	1990
РП Усть-Ивановка			1017	1017
РП Грибское		1	311	312
ПС Лозовое(Ф-15)			165	165
ПС Садовое (Ф-5)			250	250
ПС Николаевка (Ф-1)			171	171
Всего		3	5474	5477

В таблице 4 представлено количество потребителей (юридических лиц) Волковского участка, подключенных также к разному напряжению сети.

Таблица 4 – Потребители (юридические лица) Волковского участка

Подстанция	СН1 35кВ	СН2 6-10 кВ	НН ≤ 6 кВ	Всего
ПС Волково		38	110	148
ПС Владимировка		24	62	86
РП Усть-Ивановка		15	42	57
РП Грибское		5	18	23
ПС Лозовое(Ф-15)		2		2
ПС Садовое (Ф-5)		4	39	43
ПС Николаевка (Ф-1)		4	35	39
Всего		92	306	398

Всего на Волковском участке всего 5875 точек поставки электроэнергии, из которых 5477 физическим лицам – 93,2 %, 398 юридическим лицам – 6,8 %.

Поставки на низком напряжении (НН 0,4 кВ) преобладают 5780 - 98,4 %, СН1 (6-10 кВ) 95 – 1,6 %. Таким образом, сравнительный анализ потребителей электрической энергии Волковского участка показывает значительное преобладание абонентов бытового сектора на низком напряжении.

## **1.2. Системы и измерительные комплексы учета электроэнергии, применяемые в электрических сетях Волковского участка, их структура, принцип действия и технические характеристики**

Для учета электроэнергии используются устройства, обеспечивающие измерение и учет [1]. К ним относятся: счетчики электрической энергии (активной и реактивной); измерительные трансформаторы тока и напряжения; телеметрические датчики; информационно-измерительные системы и их линии связи. Измерительный комплекс – совокупность приборов учета и измерительных трансформаторов тока и (или) напряжения, соединенных между собой по установленной схеме, через которые такие приборы учета установлены, предназначенный для измерения объемов электрической энергии (мощности) в одной точке поставки. Система учета объединяет совокупность измерительных комплексов, установленных на одном объекте, программных средств и предназначена для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний.

Система учета должна обеспечивать определение количества электроэнергии:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные нужды (раздельно) электростанций и электрических сетей;
- потребленной на производственные нужды;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от электростанций непосредственно к потребителю;
- переданной в сети других собственников или полученной от них.



Для учета электрической энергии используются приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений. Счетчик электрической энергии представляет собой прибор учета, позволяющий определять расход потребленной электроэнергии в определенной точке учета. Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 52320-2005 ч. 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 ч. 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 ч. 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425–2005 «Статические счетчики реактивной энергии») [2].

Прибор учета электроэнергии делятся по:

- типу измеряемых величин:
  - однофазные (измерение переменного тока 220 В, 50 Гц);
  - трехфазные (380 В, 50 Гц);
- типу подключения:
  - приборы прямого включения в силовую цепь;
  - приборы трансформаторного включения, подключаемые к силовой цепи через специальные измерительные трансформаторы;
- типу конструкции:
  - индукционные (электромеханические электросчетчики);
  - электронные (статические электросчетчики);
  - гибридные счётчики электроэнергии.

Техническая характеристика счетчика определяется следующими основными параметрами:

- Номинальное напряжение и номинальный ток счетчиков - у трехфазных счетчиков указываются в виде произведения числа фаз на

номинальные значения тока и напряжения, у четырехпроводных счетчиков указываются линейные и фазные напряжения, например - 3/5 А, 3Х380/220 В.

- У трансформаторных счетчиков вместо номинальных тока и напряжения указываются номинальные коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов, для работы с которыми счетчик предназначен, например - 3Х150/5 А, 3Х6000/100 В.

Важной характеристикой прибора учета является класс точности - это его наибольшая допустимая относительная погрешность, выраженная в процентах. Счетчики активной энергии должны изготавливаться классов точности 0,5; 1,0; 2,0; 2,5; счетчики реактивной энергии - классов точности 1,5; 2,0; 3,0. Трансформаторные и трансформаторные универсальные счетчики учета активной и реактивной энергии должны быть класса точности 2,0 и более точные. Класс точности устанавливается для условий работы, называемых нормальными. К ним относятся: прямое чередование фаз; равномерность и симметричность нагрузок по фазам; синусоидальность тока и напряжения (коэффициент линейных искажений не более 5%); номинальная частота (50 Гц±0,5%); номинальное напряжение (±1%); номинальная нагрузка;  $\cos \varphi = 1$  (для счетчиков активной энергии) и  $\sin \varphi = 1$  (для счетчиков реактивной энергии); температура окружающего воздуха 20°+3°С (для счетчиков внутренней установки); отсутствие внешних магнитных полей (индукция не более 0,5 мТл); вертикальное положение счетчика. Классы точности приборов учета определяются в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными для классификации средств измерений. [3]

По способу включения счетчики можно разделить на 3 группы:

- Счетчики непосредственного включения (прямого включения), включаются в сеть без измерительных трансформаторов. Такие счетчики выпускаются для сетей 0,4/0,23 кВ на токи до 100 А. Схема представлена на рисунке 6.

- Счетчики полу косвенного включения, своими токовыми обмотками включаются через трансформаторы тока. Обмотки напряжения включаются непосредственно в сеть. Область применения - сети до 1 кВ. Схема представлена на рисунке 7.

- Счетчики косвенного включения, включаются в сеть через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Область применения - сети выше 1 кВ. Схема представлена на рисунке 8.

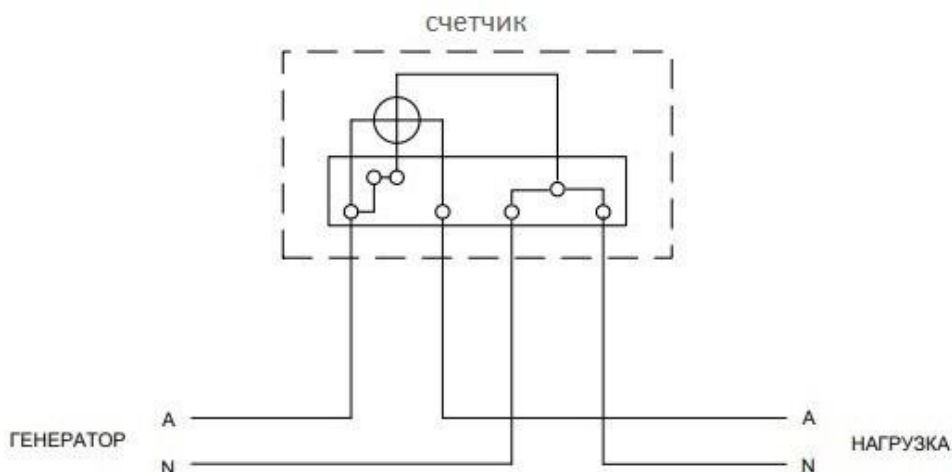


Рисунок 6 – Схема однофазного счетчика непосредственного включения

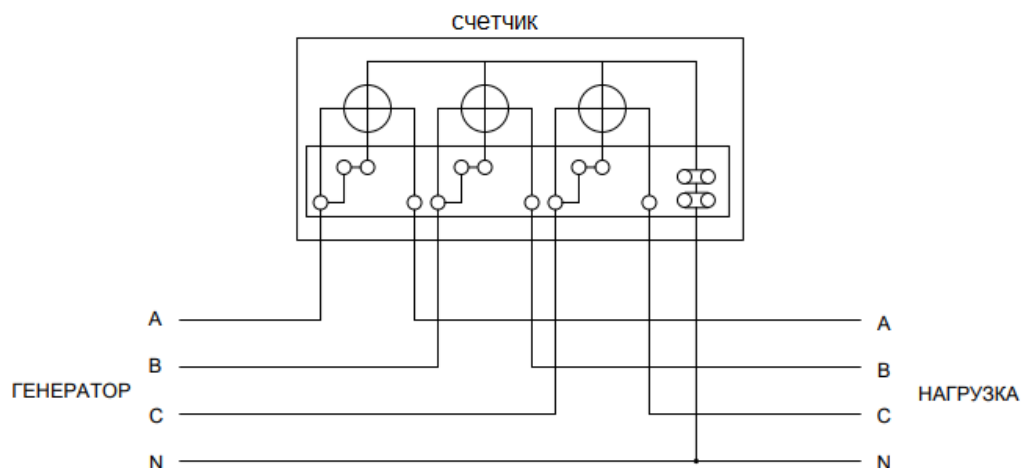


Рисунок 7 – Схема трехфазного счетчика непосредственного включения

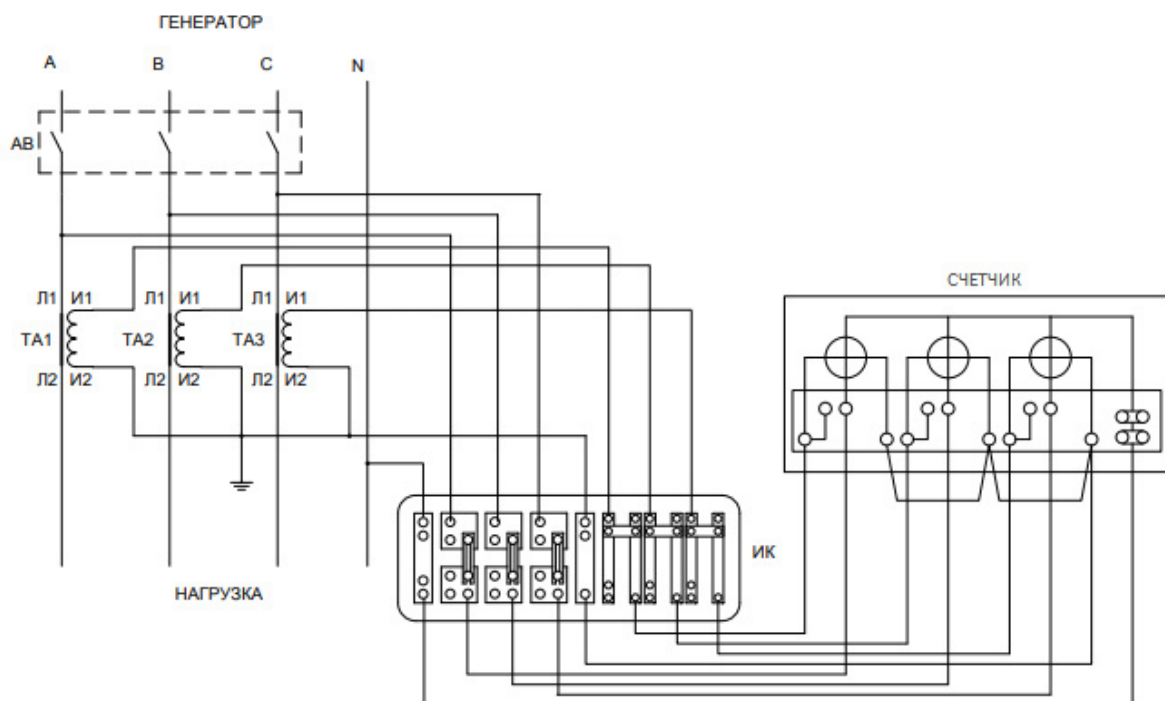


Рисунок 8 – Схема трехфазного счетчика через измерительные трансформаторы

Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) сетевой организации и потребителя. В случае если расчетный прибор учета расположен не на границе балансовой принадлежности электрических сетей, объем принятой в электрические сети (отпущенной из электрических сетей) электрической энергии корректируется с учетом величины нормативных потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности электрических сетей до места установки прибора учета, если соглашением сторон не установлен иной порядок корректировки. [4, 5, 6]

Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться:

- 1) для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям;
- 2) для межсистемных линий электропередачи - по два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию; при

наличии ответвлений от этих линий в другие энергосистемы - по два счетчика со стопорами, учитывающих полученную и отпущенную электроэнергию, на вводах в подстанции этих энергосистем;

3) на трансформаторах СН;

4) для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселков и т. п.), присоединенных к шинам СН;

5) для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, - два счетчика со стопорами.

Для линий до 10 кВ во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков [7, 8].

Требования к расчетным счетчикам:

- Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу энергоснабжающей организации. На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет.

- Учет активной и реактивной электроэнергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков [7].

Типовой счетчик представлен на рисунке 9.

Основным оборудованием, входящим в состав систему учета электрической энергии, кроме счетчика электроэнергии, является трансформатор тока и трансформатор напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) – устройства, предназначенные для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 В или  $100/\sqrt{3}$  В, а также для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

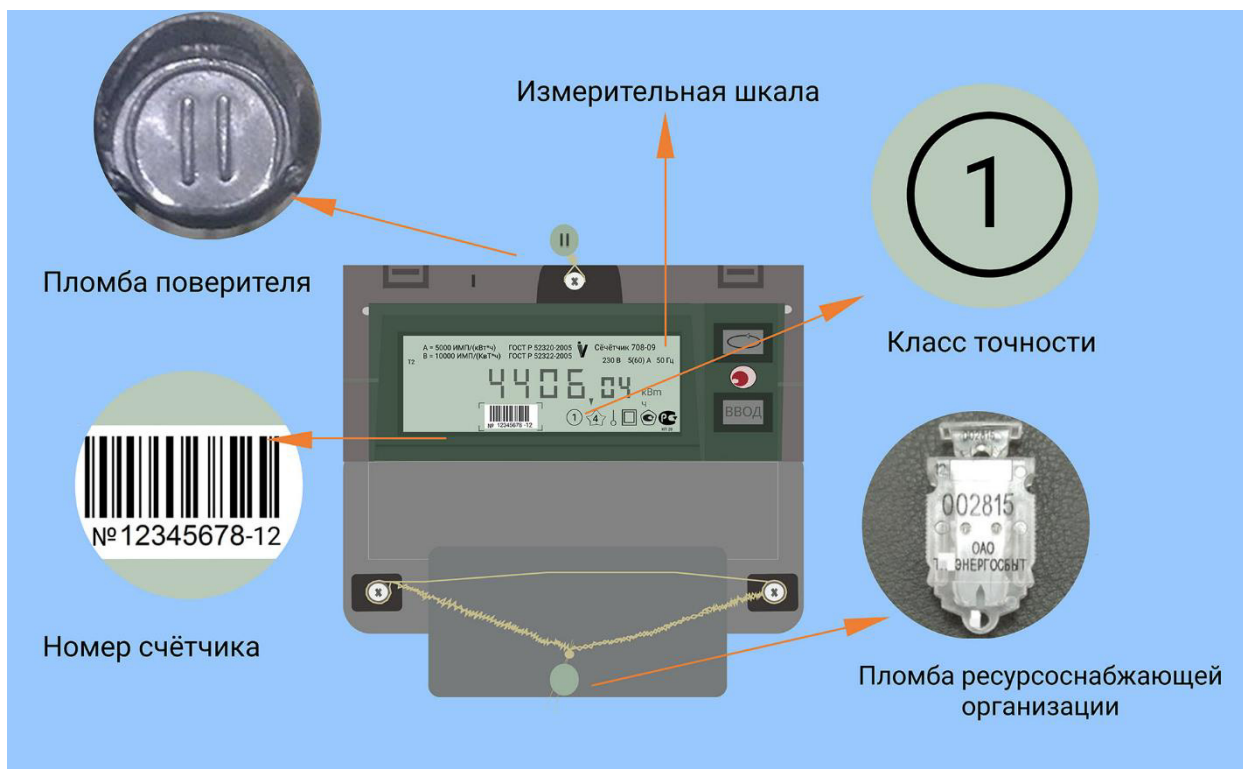


Рисунок 9 – Типовой счетчик электроэнергии

Помимо этого, применение трансформаторов напряжения в электроустановках позволяет изолировать маломощные низковольтные измерительные приборы и устройства, что удешевляет стоимость и позволяет использовать более простое оборудование, а также обеспечивает безопасность обслуживания электроустановок. Трансформатор напряжения работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных цепей приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик. Измерительные трансформаторы должны удовлетворять требованиям ПУЭ. От точности их работы зависит правильность коммерческого учета электроэнергии, селективность действия устройств РЗ и противоаварийной автоматики, также они служат для синхронизации и питания автоматики релейной защиты ЛЭП от коротких замыканий. Типы ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2001, быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ, иметь действующие свидетельства о поверке [9].

Трансформаторы тока (ТТ) – устройства, предназначенные для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и

защиты от первичных цепей высокого напряжения. Первичная обмотка включается последовательно, таким образом, сквозь нее протекает полный ток нагрузки. А вторичная – замыкается на нагрузку (защитные реле, расчетные счетчики и пр.), что позволяет создавать проходимость по ней тока, величина которого пропорциональна величине тока первичной обмотки. Измерительные ТТ должны удовлетворять требованиям ПУЭ. Типы трансформаторов тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001, быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ, иметь действующие свидетельства о поверке [10].

Требования предъявляемые измерительным ТТ и ТН (согласно ПУЭ п. 1.5.16 – 1.5.26) [3]:

- Класс точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не более 0,5. Допускается использование трансформаторов напряжения класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0;

- Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%;

- Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить, как правило, отдельно от цепей защиты и совместно с электроизмерительными приборами;

- Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений. Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от

трансформаторов напряжения класса точности 0,5 и не более 0,5% при питании от трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков. Потери напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков технического учета должны составлять не более 1,5% номинального напряжения;

- Для присоединения расчетных счетчиков на линиях электропередачи 110 кВ и выше допускается установка дополнительных трансформаторов тока (при отсутствии вторичных обмоток для присоединения счетчиков, для обеспечения работы счетчика в требуемом классе точности, по условиям нагрузки на вторичные обмотки и т. п.);

- Для обходных выключателей 110 и 220 кВ со встроенными трансформаторами тока допускается снижение класса точности этих трансформаторов тока на одну ступень по отношению к указанному в первом пункте;

- Для питания цепей счетчиков могут применяться как однофазные, так и трехфазные трансформаторы напряжения, в том числе четырех- и пяти-стержневые, применяемые для контроля изоляции;

- Цепи учета следует выводить на самостоятельные сборки зажимов или секции в общем ряду зажимов. При отсутствии сборок с зажимами необходимо устанавливать испытательные блоки;

- Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные на стороне высшего напряжения предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей;

- При нескольких системах шин и присоединении каждого трансформатора напряжения только к своей системе шин должно быть предусмотрено устройство для переключения цепей счетчиков каждого присоединения на трансформаторы напряжения соответствующих систем шин;



- На подстанциях потребителей конструкция решеток и дверей камер, в которых установлены предохранители на стороне высшего напряжения трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, должна обеспечивать возможность их пломбирования. Рукоятки приводов разъединителей трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, должны иметь приспособления для их пломбирования [9].

По конструкции различают трансформаторы тока катушечные, одновитковые (типа ТПОЛ), многовитковые с литой изоляцией (типа ТПЛ и ТЛМ).

По конструкции трансформаторы напряжения в установках напряжением до 18 кВ применяются трехфазные и однофазные трансформаторы, при более высоких напряжениях — только однофазные.

### **1.3. Организация учета электроэнергии в электрических сетях Волковского участка**

Согласно федеральному закону № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве отпущенной и потребленной электроэнергии (величине мощности). Информация необходима для: расчетов предприятия с энергоснабжающей организацией; контроля соответствия фактических значений параметров электропотребления ожидаемым (планируемым); оперативного управления процессами производства, преобразования, распределения и конечного использования энергии; разработки обоснованных удельных норм расхода электроэнергии; составления энергобалансов предприятий, определения фактического использования электроэнергии; планирования и прогнозирования параметров электропотребления предприятий и отдельных его подразделений; обеспечения энергосбережения.

Вопросы учета электроэнергии всегда являлись одной из важнейших задач электроэнергетики. Существующие и применяемые сегодня системы

учета электроэнергии можно представить с помощью схемы, показанной на рисунке 10.

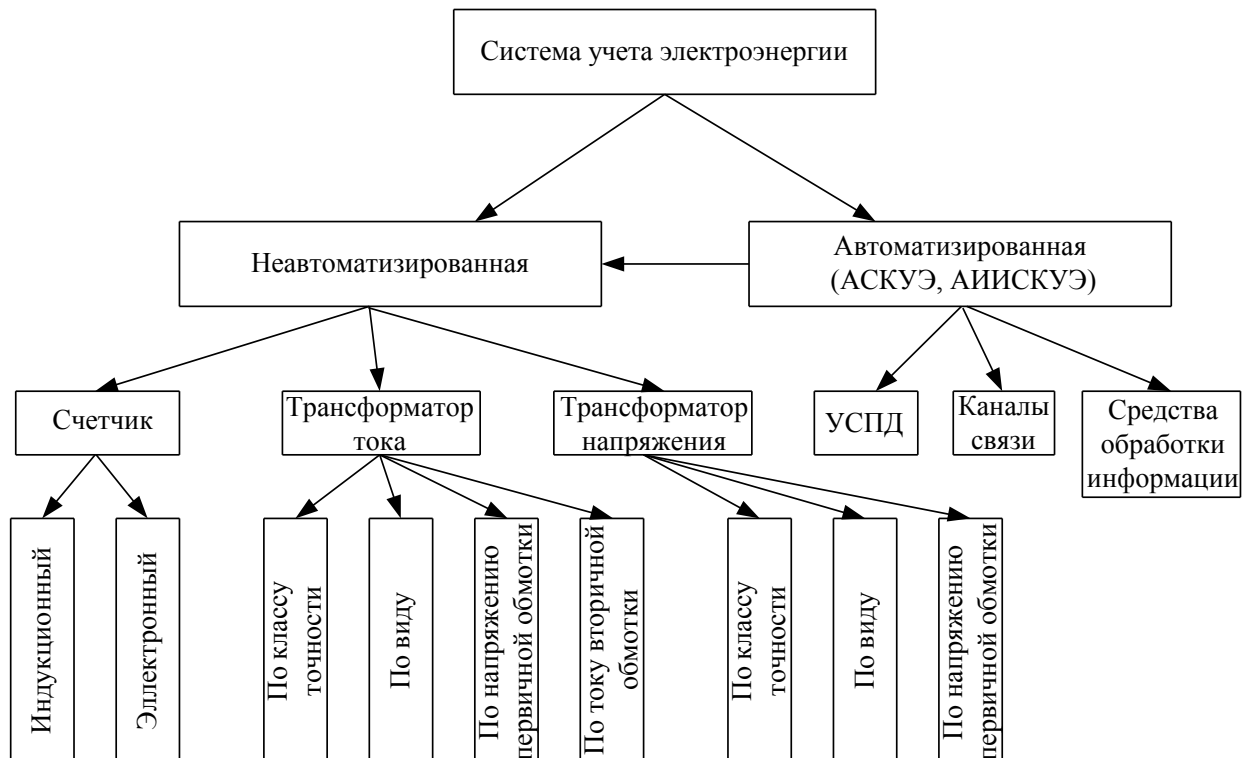


Рисунок 10 – Системы учета электроэнергии

Как видно из рисунка 10, отличием автоматизированного измерительного комплекса от неавтоматизированного является наличие дополнительных элементов, обеспечивающих сбор данных, их обработку, передачу и представление в удобном для каждого случая виде.

Учет принято разделять на расчетный (коммерческий) и технический (контрольный). Расчетный учет электроэнергии предназначен для учета выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии с целью осуществления денежных расчетов. Его выполняют путем установки счетчиков электроэнергии. Если счетчики устанавливают в системе электроснабжения предприятия ниже границы раздела с энергосистемой, то потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения до счетчиков (трансформаторах, линиях) определяют расчетом, они оплачиваются предприятием.

В соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электроэнергии, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 [8], учет активной и реактивной энергии и мощности производится, как правило, на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства и смежных субъектов розничного рынка. При отсутствии технической возможности установки прибора учета на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства, прибор учета подлежит установке в месте, максимально приближенном к границе балансовой принадлежности, в котором имеется техническая возможность его установки.

В основном коммерческий учет электроэнергии Волковского участка находится либо у потребителя, либо на границе балансовой принадлежности. В случае нахождения учета электроэнергии на ГБП, то он является автоматизированным. Данные автоматизированных учетов потребителей каждый месяц передается по беспроводной связи на рабочие станции сетевой организации.

Технический учет предназначен для контроля расхода электроэнергии внутри предприятия. Этот вид учета отражает потребление электроэнергии внутрипроизводственными подразделениями (производствами, цехами, отделениями, участками, агрегатами и установками). Поэтому иногда технический учет называют еще внутрипроизводственным. Электросчетчики, устанавливаемые для целей технического учета, называют контрольными. Приборы учета, установленные на РП или цеховой ТП, измеряют расход электроэнергии часто не для одного, а для двух и более объектов. Одним прибором может измеряться, например, расход электроэнергии на технологический процесс, освещение и вентиляцию. Проектируются общие приборы учета для всего корпуса предприятия. Технический учет электроэнергии обычно расположен на ТП.

Ежеквартально в Волковском участке проводятся проверки учета электроэнергии потребителя сетевой организацией для устранения

неисправности ПУ, для снятия показаний. Обязанность по обеспечению эксплуатации установленного и допущенного в эксплуатацию прибора учета, сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и (или) знаков визуального контроля, снятию и хранению его показаний, своевременной замене возлагается на собственника такого прибора учета.

Периодическая поверка прибора учета, измерительных трансформаторов должна проводиться по истечении межповерочного интервала, установленного для данного типа прибора учета, измерительного трансформатора в соответствии с законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

Перечень основного оборудования ИК по учету электроэнергии на ПС, представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Оборудование ИК по учету электроэнергии на ПС

Подстанция	Марка ТТ	Марка ТН
ПС Волково	ТЛП-10 ТЛО-10 ТПЛ-10	НАМИ-10 НАМИ-35
ПС Владимировка	ТФЗМ-110	НКФ-110
ПС Лозовое(Ф-15)	ТПЛМ-10 ТВК-10 ТПЛ-10	НАМИ-10
ПС Садовое (Ф-5)	ТВК-10	НАМИ-10
ПС Николаевка (Ф-1)	ТВК-10 ТЛК-СТ-10	НАМИ-10-2

На подстанциях Волково и Владимировка установлены счетчики электрической энергии типа РиМ и СЕ 308 класса точности 1,0 с возможностью автоматизированного съема показаний с помощью системы АИИС КУЭ. На ТП 10/0,4 и ТП 6/0,4 кВ так же установлены счетчики электрической энергии типа РиМ и СЕ 308, с высоким классом точности.

Что касается непосредственно потребителей электрической энергии, то у большинства из них установлены индукционные (электромеханические) счетчики электрической энергии с низким классом точности (как правило класса точности 2,0 и 2,5), без возможности автоматизированного съема

показаний. Как известно, метрологические потери напрямую зависят от типов измерительных комплексов, их классов точности, способов установки. Счетчики электрической энергии с низким классом точности приводят к значительным метрологическим потерям в распределительной электрической сети. Если оценивать сети потребителей с точки зрения наблюдаемости, то можно сказать, что сети являются ненаблюдаемыми, поскольку лишены автоматического, достоверного съема показаний. Ежемесячно проводятся специалистами сетевых организаций рейды по снятию показаний, но, по большинству адресов нет съема показаний, при отсутствии возможности доступа к ПУ потребителя по различным причинам. Следовательно, ежемесячно отсутствует полная и достоверная картина по объему полезного отпуска в сеть, что влияет так же на рост потерь в распределительных сетях.

#### **1.4. Фактические и допустимые небалансы электроэнергии и их анализ**

Для оценки достоверности учета электроэнергии определяют фактический и допустимый небалансы электроэнергии [12, 13]. По результатам их сравнения делают вывод о достоверности учета электроэнергии.

Фактический небаланс электроэнергии на объекте (ФНЭ) – отличие электроэнергии, поступившей на объект, от суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта.

Допустимый небаланс электроэнергии на объекте (ДНЭ) – допустимое отличие электроэнергии, поступившей на объект, от суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта, определяемое диапазоном допустимой инструментальной погрешности системы учета электроэнергии на объекте,

диапазоном погрешности метода расчета технических потерь, допустимого к применению на данном объекте, и допустимым уровнем сверхнормативных потерь. При определении ДНЭ (ННЭ) должны учитываться систематические и случайные составляющие перечисленных погрешностей.

1. Систематическую составляющую ДНЭ (ННЭ) в абсолютных единицах определяют по формуле [13]

$$\Delta W_{НЭ} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} \cdot W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} \cdot W_j + \Delta W_{д.ком} , \quad (1)$$

где  $\Delta_i$  и  $\Delta_j$  – допустимые (нормативные) систематические погрешности, %, измерительных комплексов (инструментальные погрешности), фиксирующих соответственно отпуск  $W_i$  и поступление  $W_j$  энергии, взятые с обратным знаком (допустимая отрицательная инструментальная погрешность соответствует положительному допустимому небалансу);  $m$  – число точек учета отпуска энергии;  $n$  – то же, поступления энергии;  $\Delta W_{д.ком}$  – допустимые для данного объекта сверхнормативные потери.

2. Случайную составляющую ДНЭ (ННЭ) в абсолютных единицах определяют по формуле

$$\delta W_{НЭ} = \pm \sqrt{0,95 \sum_{i=1}^{n+m} \left( \frac{\delta_i}{100} \cdot W_i \right)^2 + \left( \frac{\delta_T}{100} \cdot \Delta W_T \right)^2} , \quad (2)$$

где  $\delta_i$  - допустимая (нормативная) случайная погрешность  $i$ -го измерительного комплекса, %;  $\delta_T$  -случайная погрешность метода расчета технических потерь, %, соответствующая уровню доверительной вероятности 0,95;  $\Delta W_T$  – расчетное значение технических потерь.

3. Допустимую (нормативную) систематическую составляющую инструментальной погрешности измерительного комплекса определяют по формуле [13], %,

$$\Delta = 2,1 \Delta_{ТТ} + 1,7 \Delta_{ТН} + \Delta_{сч} - 0,5 \Delta U_{ТН} , \quad (3)$$

где  $\Delta_{ТТ}$  – допустимая (нормативная) систематическая составляющая погрешности, вносимой измерительным трансформатором тока (ТТ), %;  $\Delta_{ТН}$  – то же, трансформатором напряжения (ТН), %;  $\Delta_{сч}$  – то же, прибором учета, %;  $\Delta U_{ТН}$  – допустимая потеря напряжения во вторичной цепи ТН, %.

4. Допустимую (нормативную) случайную составляющую погрешности измерительного комплекса определяют по формуле, %,

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{2,2 \delta_{ТТ}^2 + 1,5 \delta_{ТН}^2 + \delta_{сч}^2 + 0,25 \Delta U_{ТН}^2}, \quad (4)$$

где  $\delta_{ТТ}, \delta_{ТН}, \delta_{сч}$  – допустимые (нормативные) значения случайных составляющих погрешностей ТТ, ТН, и счетчика, %; 1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов устройств, имеющих свои погрешности, и другие причины. с помощью эталонных

5. Значения  $\Delta_{ТТ}$  и  $\delta_{ТТ}$  определяют по таблице 6 в зависимости от средней загрузки первичной цепи ТТ –  $\beta_{ТТ}$  и класса точности ТТ -  $K_{ТТ}$ . Допустимые значения  $\Delta_{ТТ}$  и  $\delta_{ТТ}$  определяют при фактическом значении  $\beta_{ТТ}$ . Нормативные значения  $\Delta_{ТТ}$  и  $\delta_{ТТ}$  определяют при значении  $\beta_{ТТ} = 0,8$  кз, где кз – коэффициент заполнения графика нагрузки контролируемого присоединения за рассматриваемый период времени (относительное число часов использования максимума нагрузки: кз =  $T_{\text{макс.}}/T$ ).

Таблица 6 – Зависимости токовых погрешностей ТТ от коэффициента загрузки первичной цепи и класса точности ТТ

Вид погрешности	Зависимости погрешностей в диапазоне значений $\beta_{ТТ}$ :	
	0,05 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{ТТ}, \%$	$(-2,0 + 6,25 \beta_{ТТ}) K_{ТТ}$	$(-1,06 + 1,56 \beta_{ТТ}) K_{ТТ}$
$\delta_{ТТ}, \%$	$\pm(1,0 - 1,25 \beta_{ТТ}) K_{ТТ}$	$\pm(0,81 - 0,31 \beta_{ТТ}) K_{ТТ}$

6. Значения  $\Delta_{ТН}$  и  $\delta_{ТН}$  определяют по формулам:

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - \beta_{ТН}) K_{ТН}; \quad (5)$$

$$\delta_{ТН} = \pm 0,5 \cdot K_{ТН} \quad , \quad (6)$$

где  $K_{ТН}$  – класс точности ТН;  $\beta_{ТН}$  – коэффициент загрузки вторичной цепи ТН.

7. Значения систематической погрешности  $\Delta_{сч}$  для индукционных счетчиков определяют по формуле

$$\Delta_{сч} = - 0,2 \cdot T_{нов} \cdot K_{сч} \quad , \quad (7)$$

где  $T_{нов}$  – срок службы счетчика после последней поверки.

Для электронных счетчиков принимают  $\Delta_{сч} = 0$ .

8. Значение случайной погрешности  $\delta_{сч}$  принимают равным классу точности счетчика.

### **1.5. Анализ достоверности учета электроэнергии**

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери [14]. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на снижение потерь, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Анализ потерь электроэнергии – оценка приемлемости уровня потерь с технической и экономической точек зрения, выявление причин превышения допустимых небалансов электроэнергии на объекте в целом и его частях, выявление территориальных зон, групп элементов и отдельных элементов с повышенными потерями (очагов потерь), определение количественного



влияния на отчетные потери и их структурные составляющие параметров, характеризующих режимы передачи электроэнергии [15]. В таблице 7 приведены отчетные данные по полезному отпуску электроэнергии за 2018 и 2019 года от подстанций Волково и Владимировка, а также в целом по Волковскому участку, а в таблице 8 приведен соответствующий анализ потерь. В результате выявлено, что сверхнормативные потери по отдельным направлениям превышают технические.

Для снижения технических потерь проводятся мероприятия по снижению потерь (МСП). Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях может быть достигнуто как в результате проведения мероприятий по общей оптимизации сети, когда снижение потерь энергии является одной из составляющих частей комплексного плана, так и в результате проведения мероприятий, направленных только на снижение потерь.

Таблица 7 – Полезный отпуск электроэнергии на Волковском участке в 2018 и 2019 годах

Наименование	Отпуск в сеть		Полезный отпуск		Прирост полезного отпуска	
	2018	2019	2018	2019		
	тыс.кВт·ч	тыс.кВт·ч	тыс.кВт·ч	тыс.кВт·ч	тыс.кВт·ч	%
ПС Волково	41 246	40 596	26 144	27 125	981	3,8
ПС Владимировка	29 853	33 135	23 776	26 284	2 508	10,5
Волковский участок	71 100	73 731	49 919	53 409	3 489	7,0

Таблица 8 – Анализ потерь электроэнергии на Волковском участке в 2018 и 2019 годах

Наименование	Потери				Нормативные потери				Сверхнормативные потери			
	2018		2019		2018		2019		2018		2019	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
ПС Волково	15 103	36,6	13 471	33,2	6 773	16,4	5 386	13,3	8 330	20,2	8 085	19,9
ПС Владимировка	6 077	20,4	6 851	20,7	3 604	12,1	4 335	13,1	2 474	8,3	2 516	7,6
Волковский участок	21 180	29,8	20 322	27,6	10 376	14,6	9 721	13,2	10 804	15,2	10 601	14,4

Все мероприятия по снижению потерь могут быть условно разделены на три группы:

- организационные, к которым относятся по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации их схем и режимов (малозатратные и беззатратные МПС);
- технические, к которым относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей (МПС, требующие капитальных затрат);
- мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии, которые могут быть как беззатратные, так и требующих дополнительных затрат (при организации новых точек учета).

К организационным мероприятиям могут относиться:

- определение (выбор) точек оптимального деления сети 6-10 кВ;
- уменьшение времени нахождения линии в отключенном положении при выполнении технического обслуживания и ремонта оборудования и линий;
- снижение несимметрии (неравномерности) загрузки фаз;
- рациональная загрузка силовых трансформаторов.

К приоритетным техническим мероприятиям в распределительных сетях 10 (6)-0,4 кВ относятся:

- в проектах, предусматривающих при реконструкции перевод действующих сетей 6 кВ на повышенное напряжение 10 кВ рекомендуется использовать установленное оборудование при соответствии его характеристик повышенному напряжению;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ-0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение столбовых трансформаторов (10 (6)/0,4 кВ) малой мощности для сокращения протяженности сетей напряжением 0,4 кВ;
- перевод сетей низкого напряжения с 220 В на 380 В;

- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 кВ;

- использование максимально допустимого сечения проводов в электрических сетях напряжением 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;

- усиление элементов действующей сети путем прокладки новых линий или замене проводов и кабелей на большие сечения;

- проведение работы по компенсации реактивных нагрузок;

- поддержание значений показателей качества электроэнергии в соответствии с требованием ГОСТ 13109-97;

- внедрение устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, добавочных трансформаторов, средств встроенного регулирования напряжения;

- внедрение нового экономического электрооборудования, в частности, трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, установка конденсаторных батарей, встроенных в КТП и ТП;

- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения;

- применение средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения времени поиска и ликвидации аварий.

Мероприятия по совершенствованию учета электроэнергии позволяют выявлять и бороться со сверхнормативными потерями, которые, в первую очередь, обусловлены хищениями электроэнергии [16], несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. В составе мероприятий по совершенствованию учета следует предусматривать:

- применение приборов учета (электросчетчики, измерительные трансформаторы) более высокого класса точности измерения;

- осуществление мер по предупреждению несанкционированного доступа к клеммам средств измерений;
- внедрение автоматизированных систем учета, сбора и передачи информации;
- проведение организационных и технических мероприятий по предупреждению выявления и устранению безучетного потребления электрической энергии.

Наиболее эффективным способом уменьшения уровня сверхнормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях является автоматизация учета электроэнергии [17].

#### **1.6. Проблемы системы учета электроэнергии, выявленные в результате анализа**

У большинства потребителей электрической энергии Волковского участка установлены индукционные (электромеханические) счетчики электрической энергии с низким классом точности, без возможности автоматизированного съема показаний. Счетчики электрической энергии с низким классом точности приводят к значительным метрологическим потерям в распределительной электрической сети. Если оценивать сеть потребителей участка с точки зрения наблюдаемости, то можно сказать, что Волковские сети являются ненаблюдаемыми, поскольку лишены автоматического, достоверного съема показаний. Ежемесячно проводятся специалистами сетевых организаций рейды по снятию показаний, но, по большому числу адресов нет съема показаний, при отсутствии возможности доступа к ПУ потребителя по различным причинам. Следовательно, ежемесячно отсутствует полная и достоверная картина по объему полезного отпуска в сеть, что влияет так же на рост потерь в распределительных сетях.

Коммерческая часть потерь на Волковском участке представляет собой воздействие "человеческого фактора" и включает в себя все его худшие

проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков и нарушение целостности ПУ.

Анализ учета в преобладающем бытовом секторе потребителей Волковского участка показал, что порядок расчетов за электроэнергию с абонентами бытового сектора с самостоятельным снятием и передачей показаний счетчиков, порождает искажение данных при поставке электроэнергии:

- Отсутствие оперативной информации о предоставленной и оплаченной электроэнергии.

- Механические ошибки и влияние человеческого фактора из-за обработки большого информационного массива данных.

- Несвоевременная или неполная оплата населением потребленной электроэнергии. Для выявления неплательщика необходимо сопоставить количество потребленной и оплаченной электроэнергии каждому потребителю, направив контролера и произведя контрольное снятие показаний индивидуального счетчика.

- Проблематичность или отсутствие доступа контроллеров к приборам учета на частную территорию потребителей.

- Недостоверность снятия показаний приборов учета у потребителей.

В результате проведенного анализа также выявлены проблемы учета электроэнергии, собственно, Волковского участка электрических сетей:

- Не все ТП участка оснащены техническим учетом и, в связи с чем, они не автоматизированы.

- Устаревшее оборудование на ТП и подстанциях.

- Нет тщательного контроля сетевой организации за ПУ потребителей, и, в частности, за сроком МПИ.

## 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

### 2.1. Учетная политика и нормативно-правовое обеспечение учета электроэнергии в распределительных сетях

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - комплексная государственная организационно-техническая проблема, требующая совершенствования нормативно-правовой базы по учету электроэнергии. Согласно статье 3 Федерального закона от 26.03.2003г № 35-ФЗ [18], организация коммерческого учета осуществляется на базе интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности), представляющей собой совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенной для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета, обеспечивающих информационный обмен, хранение показаний, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

Действующая модель организации коммерческого учета в России на розничных рынках электрической энергии, составляющая учетную политику в области потребления электрической энергии, определена в Федеральном законе от 23.11.2009 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты «Российской Федерации» [19], постановлениях Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 [20], от 04.05.2012 № 442 [21], а именно:

- ответственность за коммерческий учет (установка прибора учета, эксплуатация, снятие и передача показаний и т.д.) возложена на конечного потребителя электрической энергии;

- требования к прибору учета ограничиваются классом точности и наличием метрологической поверки (для потребителей мощностью свыше 670 кВт требуется организация почасового учета);

- контроль за организацией коммерческого учета электроэнергии на розничных рынках децентрализован и не осуществляется никем, кроме самих субъектов и участников рынков электроэнергии в отношении своих контрагентов - других субъектов и участников рынков электроэнергии в рамках договорных отношений.

Отсутствие нормативного закрепления за какой-либо инфраструктурной организацией ответственности за функционирование коммерческого учета электроэнергии, а также обязательных к исполнению регламентов взаимодействия и информационного обмена между участниками рынка электроэнергии приводит к возникновению множества разногласий и конфликтов, которые решаются только в судебном порядке. В целях совершенствования нормативно-правовой базы по учету электроэнергии Президент России Владимир Путин 27 декабря 2018 года подписал Федеральный закон № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» [22], разработанный Минэнерго. Закон вводит единые требования к интеллектуальным приборам и системам учета электрической энергии, что предоставляет возможность субъектам электроэнергетики бороться со сверхнормативными потерями электрической энергии (хищениями). Закон также позволит значительно ускорить процесс цифровизации электроэнергетики, а также будет являться действенным инструментом по борьбе с неплатежами за электрическую энергию. Законом определено:



- понятие «интеллектуальная система учета электрической энергии(мощности)» - совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности);

- с 1 июля 2020 года потребители освобождаются от обязанности эксплуатировать и устанавливать приборы учета, гарантирующий поставщик (в отношении многоквартирных и жилых домов ) и сетевая организация (в отношении иных потребителей) будут обязаны за свой счет приобретать, производить установку, замену, допуск в эксплуатацию приборов учета электрической энергии. Это касается также счетчиков, подлежащих замене;

- с 1 января 2021 года многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию после строительства, должны быть оснащены приборами учета электрической энергии, которые обеспечивают возможность их присоединения к интеллектуальным системам учета электрической энергии;

- с 1 января 2022 года допускаемые в эксплуатацию ПУ должны обеспечивать минимальный набор интеллектуальных систем, которые будут утверждены Правительством РФ;

- с 1 января 2023 года в случае не предоставления минимального набора функций интеллектуальных систем, любой потребитель вправе потребовать уплаты штрафа, размер которого будет определен Правительством РФ.

Расходы на исполнение обязанности по установке приборов учета электрической энергии с 01.07.2020 года будут учитываться органами

тарифного регулирования при установлении тарифов на электрическую энергию.

Установка умных систем учета электроэнергии и перенос ответственности за организацию учета позволит использовать новые сервисы, которые обеспечат:

- прозрачность, доступность и точность информации о потреблении электроэнергии;
- оплату только качественной электроэнергии;
- сокращение количества перерывов электроснабжения и их сроков;
- возможность управления использованием ресурсов и их стоимостью;
- повышение качества обслуживания.

Для энергетической отрасли такое решение станет инструментом для:

- сокращения издержек за счет снижения потерь электроэнергии, снижения операционных затрат, роста производительности труда;
- технологического развития за счет сокращения времени и частоты технологических нарушений, контроля качества электроэнергии у потребителя, оптимизации схем и режимов работы, развития тарифного меню, развития клиентских сервисов;
- повышения платежной дисциплины и адресности применения льгот.

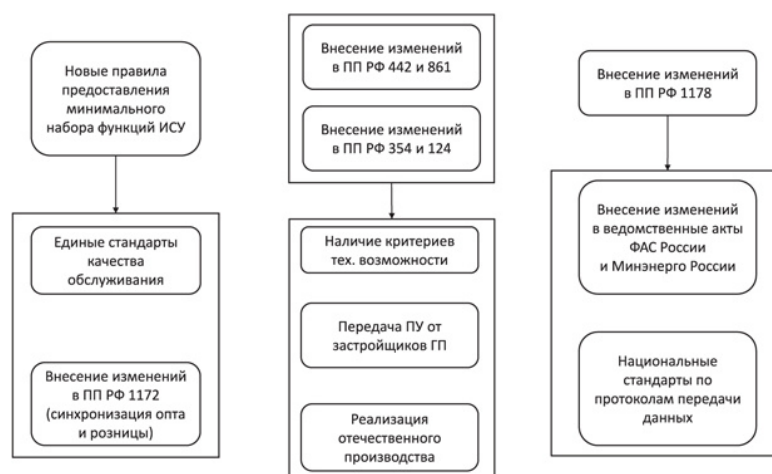


Рисунок 11 – Перечень подзаконных актов для утверждения

На рисунке 11 представлен перечень необходимых для реализации указанных изменений, определенных 522-ФЗ, к разработке и утверждению целого ряда

подзаконных актов. Планы-графики реализации № 522-ФЗ утверждены Д. Н. Козаком в приказах от 08.04.2019 № 3031 п-П9 и от 12.03.2019 № 2151 п-П9.

Постановлением Правительства РФ от 18.04.2020 № 554 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования организации учета электрической энергии» [23] установлено, в частности, что гарантирующие поставщики и сетевые организации обеспечивают коммерческий учет электроэнергии (мощности) на розничных рынках, в том числе путем приобретения, установки, замены, допуска в эксплуатацию приборов учета электроэнергии или иного оборудования, а также нематериальных активов, которые необходимы для обеспечения коммерческого учета электроэнергии (мощности), и последующей их эксплуатации, в том числе посредством интеллектуальных систем учета электроэнергии (мощности):

- при отсутствии, выходе из строя, утрате, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками приборов учета, которые используются для коммерческого учета электроэнергии (мощности), в том числе не принадлежащих сетевой организации (гарантирующему поставщику);

- в процессе технологического присоединения энергопринимающих устройств (объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электроэнергии (мощности), за исключением установленных Федеральным законом «Об электроэнергетике» случаев оснащения вводимых в эксплуатацию многоквартирных жилых домов индивидуальными, общими (для коммунальной квартиры) и коллективными (общедомовыми) приборами учета электроэнергии, которые обеспечивают возможность их присоединения к интеллектуальным системам учета электроэнергии (мощности).

Расходы гарантирующих поставщиков и сетевых организаций, понесенные ими для исполнения указанных обязанностей, учитываются в составе сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, тарифов на услуги по передаче электроэнергии и плате за технологическое присоединение в

соответствии с Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике. Не допускается взимание отдельной (дополнительной) платы с субъектов розничных рынков в связи с выполнением соответствующих обязанностей.

## **2.2. Сравнительный анализ автоматизированных систем учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и их технической реализации**

Основным направлением для сокращения сверхнормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях является модернизация учета электроэнергии путем перевода его на интеллектуальный. При этом максимальный эффект достигается путем внедрения автоматизированного учета при помощи системы АИИС КУЭ. [1, 17, 24]. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) предназначена для организации учета электроэнергии у различных субъектов розничного рынка электроэнергии: электросетевых компаний, энергосбытовых компаний, гарантирующих поставщиков электроэнергии и потребителей электроэнергии.

АИИС КУЭ представляют собой комплексное слияние аппаратной и программной части в единый комплекс, предназначенный для автоматизации системы коммерческого учета электроэнергии. Данный комплекс способен дистанционно собирать информацию по точкам учета, хранить собранные данные в разрезе от 1 дня до нескольких лет, передавать обработанные данные в единые центры обработки и хранения данных. [1]

Основные функции систем АИИС КУЭ:

1. увеличение точности планирования энергопотребления;
2. контроль соблюдения необходимых параметров электроэнергии: токов, частоты, напряжений,  $\cos\varphi$ ;
3. решение проблемы небаланса электроэнергии;
4. сбор данных потребления электроэнергии по каждой точке подключения на заданных интервалах времени;

5. хранение собранной информации в базе данных определенный интервал времени;
6. возможность многотарифного учета электроэнергии;
7. визуализация собранной информации и предоставление печатных отчетных форм;
8. автоматическое формирование отчетной документации;
9. защита данных от несанкционированного вмешательства;
10. управление нагрузкой, предотвращение перегрузок.

Структура АИИС КУЭ РРЭ (рис. 12) может быть как двухуровневой, так и многоуровневой. Двухуровневая система включает в себя приборы учета, расположенные в электроустановках потребителей, и центр сбора и обработки данных (ЦСОД), развернутый у владельца системы. Многоуровневые системы дополнительно могут иметь опрос данных на промежуточных объектах учета (трансформаторные подстанции, вводные распределительные устройства и т. д.) с помощью УСПД или PLC-концентраторов, а также поддерживать обмен. Классическая структура АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему (рисунок 11):

- 1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), обеспечивает измерение физических величин и преобразование их в информационные сигналы. Уровень включает в себя трансформаторы тока и напряжения, вторичные цепи, интеллектуальные счетчики электроэнергии с цифровыми выходами;

- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс энергообъекта (ИВКЭ), обеспечивает сбор данных с уровня ИИК, частичное хранение и передачу данных на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК). Уровень включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру. УСПД может передавать данные о потреблении электроэнергии двумя способами:

- с использованием сети мобильного оператора. То есть в данном случае УСПД выполняет функцию GSM – модема;

– с использованием иных каналов связи (оптико – волоконных сетей и т.д.).

Уровень может включать в себя устройство синхронизации времени (УСВ);

- 3-й уровень - это центральный узел сбора и обработки информации, на который поступают данные со всех устройств сбора и передачи, включённых в систему, включает в себя сервер и программное обеспечение для обработки данных, получаемых с приборов учета электроэнергии ИВК, обеспечивает хранение данных, полученных с уровня ИВКЭ, передачу данных смежным субъектам, получение данных по резервным каналам.

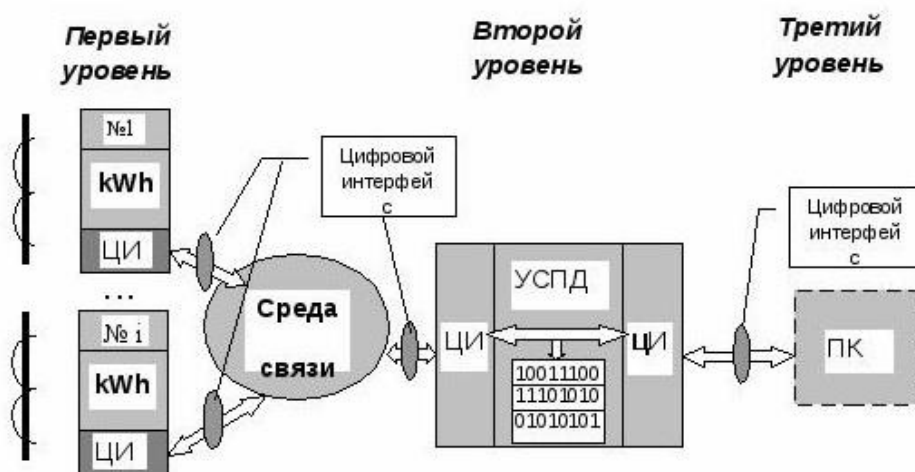


Рисунок 12 – Трёхуровневая АИИС КУЭ

В соответствии с трёхуровневой структурой, принцип действия АСКУЭ можно представить в виде следующего алгоритма:

1. Электросчётчики посылают сигнал на устройство сбора данных.
2. Данные, полученные с приборов учёта, передаются на сервера сбора и обработки информации.
3. Информация обрабатывается операторами АСКУЭ с применением специально разработанного программного обеспечения.

Существует много вариантов систем АИИС КУЭ со своими особенностями и многообразием предлагаемых производителями средств учета электрической энергии, интерфейсов связи и технологий передачи данных. Важное различие – в организации коммуникаций. Самый старый вид построения сети - проводные АИИС КУЭ, который сегодня все реже

используется в многоквартирных домах, но пока еще встречается в промышленном секторе.

В настоящее время наиболее распространенный тип коммуникаций по технологии PLC, когда применяются непосредственно силовые линии электроснабжения. Все устройства, входящие в АИИС КУЭ, связаны посредством линий 0,4 кВ с концентраторами, расположенными в трансформаторной подстанции (ТП) и передающими диспетчеру информацию о потребляемой электроэнергии через GSM-шлюзы. Счетчики и концентраторы используют наиболее распространенные интерфейсы RS-485 либо RS-232 - международные стандарты, описывающие характеристики дифференциальных линий связи (тип «общая шина»), которые позволяют беспрепятственно загрузить необходимую информацию просто подключив ноутбук (рисунок 13).

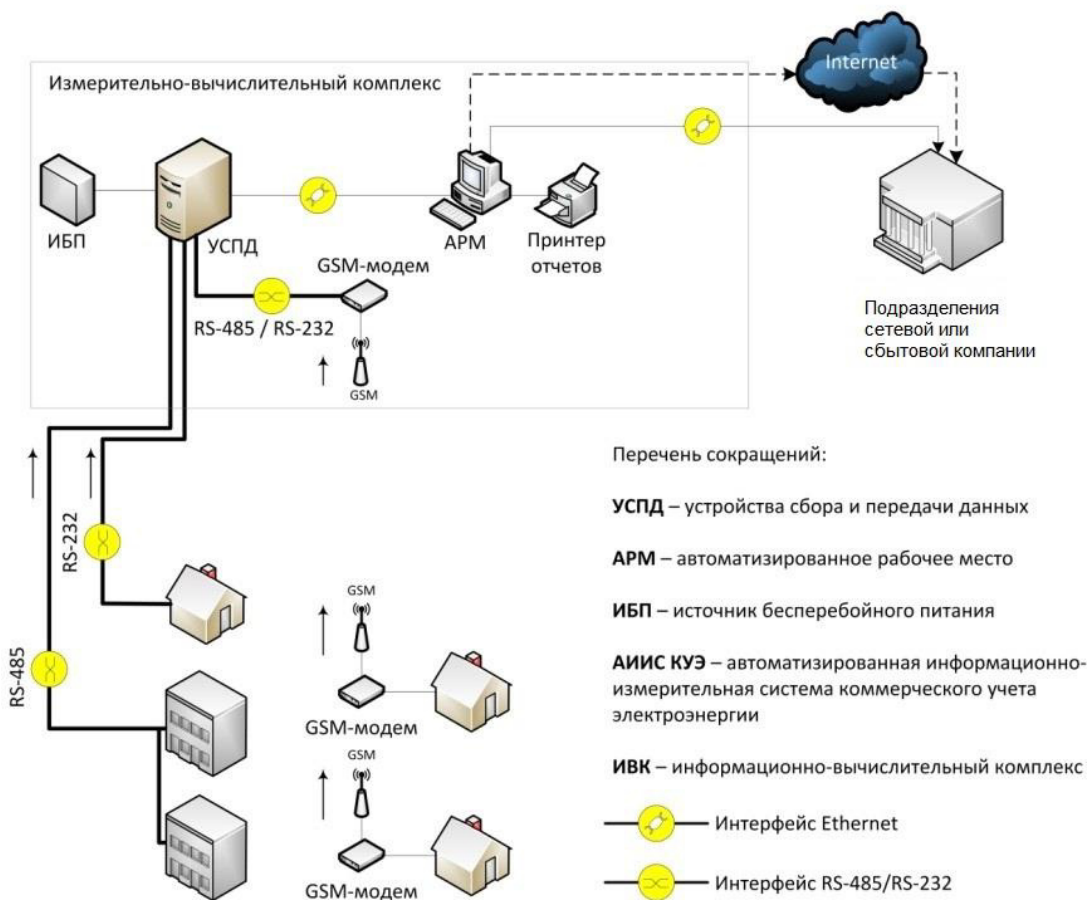


Рисунок 13 – Классическая схема АСКУЭ с элементом PLC технологии связи

Есть возможность увеличить расстояние передачи еще на 1200 м, используя конвертор RS-485, который является полным повторителем. В основе данного интерфейса используется дифференциальный способ передачи полученного сигнала, то есть напряжение в данном случае будет измеряться как разность потенциала между двумя передающимися линиями 1 и 2:

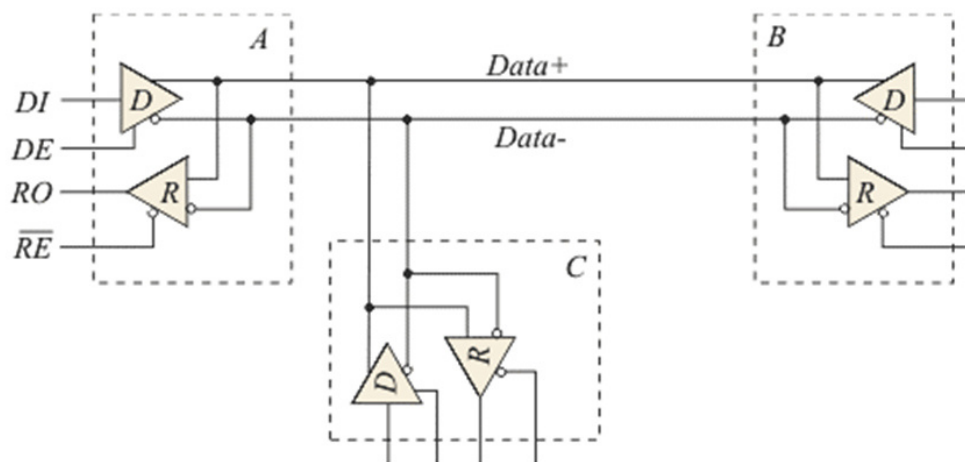


Рисунок 14 – Соединение трех устройств с интерфейсом RS-485

Счётчики на шине с интерфейсом RS-485 имеют адресацию от 0 до 255, но 0 и 255 является служебными адресами, то есть на 1 физический порт можно подключить 253 измерительных устройства [25].

Выделяют два подвида технологии PLC — PLC-I и PLC-II:

- PLC-I прекрасно справляется с учетом электроэнергии в бытовых условиях многочисленных потребителей. Данные собираются в пределах определенных временных интервалов с возможностью анализировать и рассчитывать объемы потребления электрической энергии.

- PLC-II предоставляет более широкие функциональные возможности, и, помимо статистики потребления, позволяет осуществлять оперативный контроль качества электроснабжения.

Другим способом передачи данных в АИИС КУЭ является построенный на современных технологиях беспроводной связи. Беспроводные АИИС КУЭ имеют большой выбор технологий, позволяющих осуществлять передачу данных без использования проводов:



- АИИС КУЭ на базе GSM, GPRS. Системы беспроводного учета, использующие оборудование с подключением к GSM-модемам, GPRS - модемам, передают данные через сотовую сеть оператора. Один такой модем позволяет собирать показания как с одного счетчика, так и с группы устройств. Для считывания данных существует широкий ассортимент различных программ-конфигураторов, а бесперебойность поступления информации гарантируют встроенные в модем таймеры перезагрузки.

- АИИС КУЭ на базе радиосвязи по протоколу LPWAN (Low-Power Wide-Area Network), применяемый для устройств и крупных беспроводных сетей телеметрии. Его особенность — низкое энергопотребление (low-power) и широкий территориальный охват (wide-area). Технология LPWAN обеспечивает энергоэффективную передачу данных на большие расстояния.

Любые существующие беспроводные технологии передачи данных обладают такими характеристиками как дальность, скорость и энергоэффективность.

Данные от ПУ поступают на второй, средний уровень АИИС КУЭ, где размещаются устройства передачи данных (УСПД), концентраторы и контролеры которых позволяют осуществлять сбор данных по учету различных энергоресурсов, а также обеспечивают доступ к информации от всех приборов, которые к ним подключены.

Данные устройства предназначены для:

1. конфигурирования каналов связи, обеспечивающие интеграцию настроек;
2. согласования протоколов и обеспечения обмена данными счетчиков электрической энергии;
3. опроса устройств, установленных на точках учета;
4. хранения журналов работы устройств;
5. передачи данных на верхний уровень системы АИИС КУЭ.

УСПД по каналам связи GSM/GPRS, Ethernet, 3G, LTE передают собранные данные на верхний уровень системы АИИИС КУЭ, который представляет собой аппаратно-программный информационный комплекс, а точнее сервер базы данных. Основные типы УСПД со встроенными PLC-модемами используемые в различных системах на розничном рынке электроэнергии (РРЭ):

- DS-1000SL - концентратор данных, используемый в аппаратно-программном комплексе Echelon со счетчиками KNUM, EM (эксклюзивный дистрибьютор ООО «ИЦ ЭФК»);

- «Меркурий 228», «Меркурий 250» - УСПД, входящее в состав АИИС КУЭ «Меркурий-Энергоучет» со счетчиками «Меркурий» (ООО НПК «Инкотекс»);

- УСД-2, «Микрон» - входят в состав КТС «Микрон», работают со счетчиками СЭБ, «Маяк», ПСЧ, СЭТ (производитель ОАО «ННПО им. Фрунзе»);

- RTR-512, RTR8A - УСПД, входящие в состав АИИС КУЭ «Матрица», работают со счетчиками NP71, NP73 (производитель ООО «Матрица»);

- SagemXP-3000 - предназначены для сбора данных от счетчиков Sagem (производитель - группа компаний Sagemcom);

- «Нейрон» - используется в составе АИИС КУЭ «Нейрон», работает со счетчиками «Нейрон» (производитель ООО «Систел Автоматизация»).

Сервер базы данных – объект, предоставляющий сервис другим объектам (клиентам) по их запросам. В данном случае сервер баз данных обеспечивает сбор, обработку и хранение данных, полученных с УСПД. Сервер работает на основе СУБД MSSQL или Oracle. Сервер сбора данных осуществляет долговременное хранение всех принятых информационных пакетов, а также передачу всех собранных данных на верхний уровень. Он имеет серверную операционную систему Windows Server 2008 и выше, установленное промежуточное программное обеспечение для работы с системой управления базами данных Oracle, Access, а также систему анализа и управления реляционными базами данных Microsoft SQL Server 2008 и выше.

Для функционирования АИИС КУЭ разрабатывается специальное программное обеспечение ПО АИИС КУЭ, которое:

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

В АО «ДРСК» внедрена автоматизированная информационно-измерительная система для контроля и учёта энергопотребления «Пирамида» (АИИС «Пирамида»), разработанная АО ГК «Системы и Технологии», предназначенная для создания многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) комплексного учёта энергоносителей, в частности, систем коммерческого учёта электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), а также для использования в комплексах устройств телемеханики многофункциональных и автоматизированных системах управления технологическим процессом (АСУ ТП). Информация с УСПД и/или первичных приборов учета (счетчиков электроэнергии) по различным каналам связи поступает в сервера сбора, которые обеспечивают ее дополнительную обработку и долговременное хранение. АИИС «Пирамида» представляет собой иерархическую систему сбора, передачи и хранения данных.

Обработка собранной информации серверами сбора позволяет ощутимо экономить вычислительные ресурсы автоматизированных рабочих мест

(АРМ). На приведенном ниже рисунке 15 желтым цветом выделены уровни, аппаратное обеспечение которых требует развертывания специализированных пакетов программ для реализации необходимого функционала.

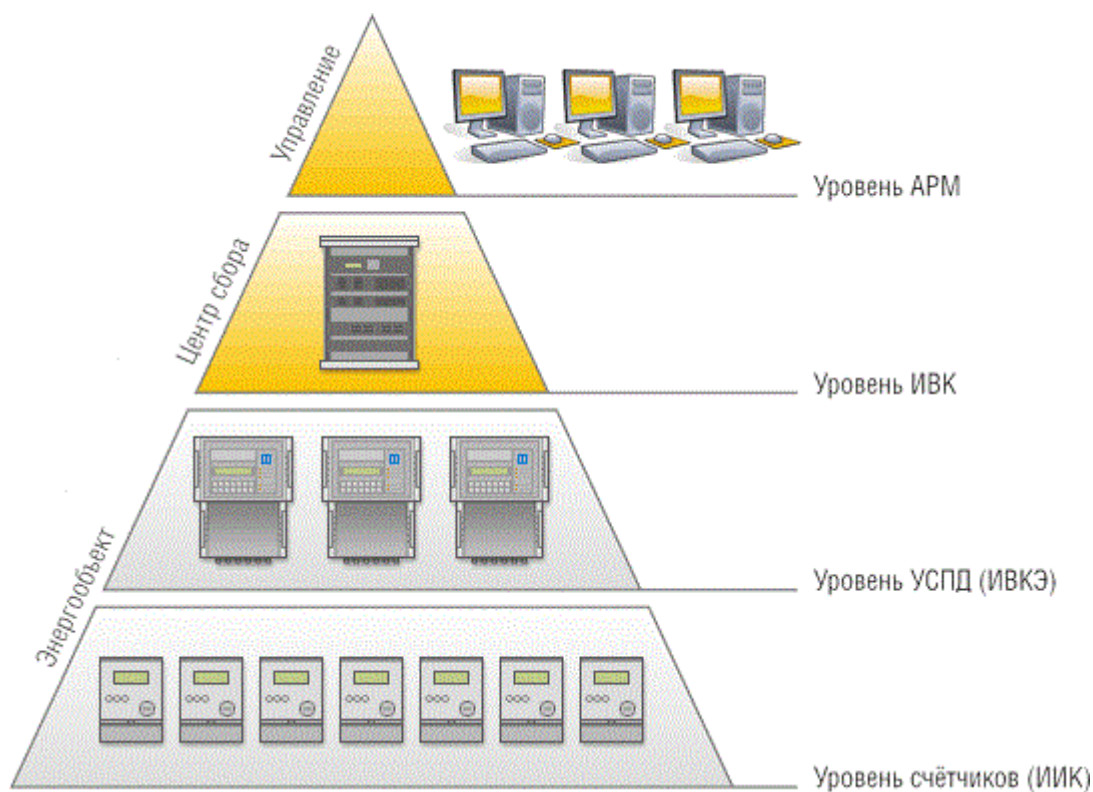


Рисунок 15 – Уровни аппаратного обеспечения АИИС «Пирамида»

В современных информационных технологиях широко применяются облачные хранилища данных – сервисы, предоставляющие возможность хранить свои файлы на удаленных серверах, а также получать к ним доступ из любой точки мира, где есть доступ в Интернет. В условиях стремительно растущих объемов хранимой и передаваемой информации данные сервисы стали популярны и востребованы пользователями и, в частности, в АИИС КУЭ. В АО «ДРСК» в качестве пилотного проекта применено «облако Ростелекома» (рисунок 16), предназначенное для использования в пределах группы компаний ПАО «РусГидро»: сетевой компании АО «ДРСК», гарантирующего поставщика ПАО «ДЭК» и потребителей в соответствии договорам энергоснабжения. Основное преимущество облачного сервиса в доступности к системе с любого рабочего места или даже с телефона. Эта модель развертывания обеспечивает больше контроля и более высокий

уровень безопасности за счет того, что компоненты инфраструктуры и потребители находятся в пределах одной организации. Все оптимально настроено под нужды данной компании.

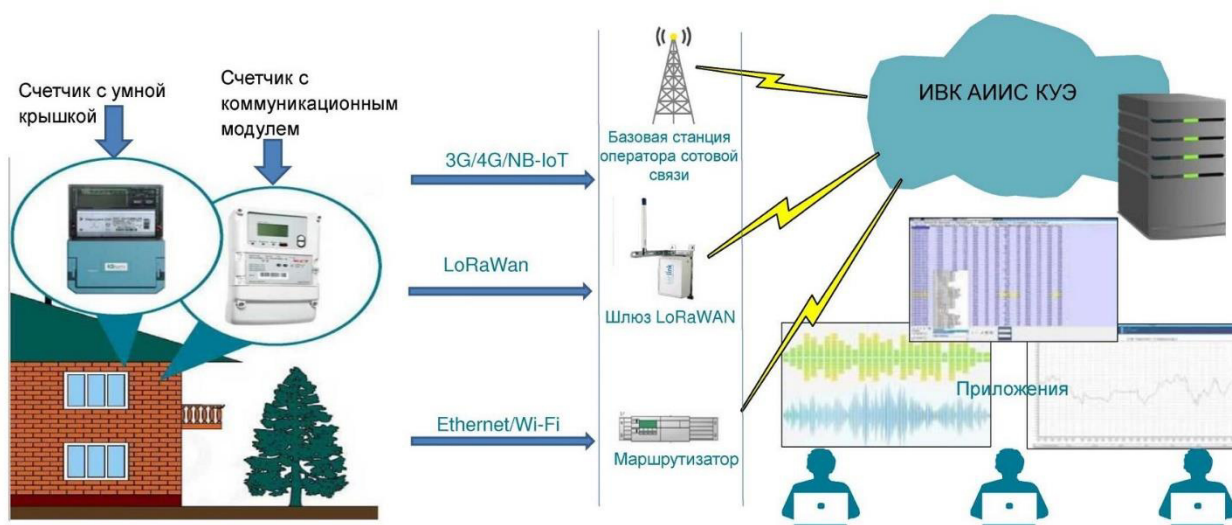


Рисунок 16 – Облачное АИИС КУЭ

Преимущества реализации верхнего уровня интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) в облаке:

- высокая надежность за счет резервирования серверов верхнего уровня;
- высокая информационная безопасность;
- простота масштабирования системы;
- снижение затрат на эксплуатацию различных систем верхнего уровня АИИС КУЭ организаций, объединенных в Группу компаний, на примере ПАО «РусГидро», за счет реализации централизованного сбора данных приборов учета в единую облачную платформу;
- выполнение требований Федерального закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ в части сбора и предоставления данных АИИС КУЭ всем субъектам розничного рынка: сетевым компаниям, сбытовым компаниям, потребителям электрической энергии.
- Обеспечение функциональности по консолидации и управлению ресурсами хранения данных всех типов, необходимую для розничного рынка электроэнергии и обеспечения наблюдаемости ТП/РП 6-10/0,4 кВ;

- Возможность реализации сервисной модели АИИС КУЭ.

### **2.3. «Умный учет» и опыт его реализации в мире и в России**

«Умный учет» с «умным» (интеллектуальным) счётчиком - это учёт нового поколения, умеющий самостоятельно, своевременно и безошибочно передавать информацию в энергоснабжающую организацию, делая это умный счётчик самостоятельно, исключая проблемы человеческого фактора [26]. При этом исчезнет необходимость:

- запоминать дату снятия показаний;
- записывать показания;
- передавать данные по телефону или по Интернету в управляющую компанию.

Кроме того, умный счётчик может автоматически:

- менять часовой тариф;
- обеспечить защиту оборудования во время аварий, сигнализируя в диспетчерскую службу;
- своевременно информировать об отказе и неисправности в работе квартирного, и общедомового прибора учёта;
- передавать информацию о попытках несанкционированного доступа к электрическому счётчику и незаконного подключения;
- показывать потребителю уровень задолженности;
- хранить полученные сведения.

Понятие «умный» счетчик, как элемент «умной сети» - Smart Grid впервые появилось в работе «Спрос надежности будет управлять инвестициями» [27]. Согласно отчету Navigant Research (Pike Research от 3 квартала 2014 года), объем рынка интеллектуальных счетчиков в мире вырастет с 94 млн в год в 2014 году до 116 миллионов в 2023 году. Менее 4% из установленных на 2008 год в мире 1,5 млрд счетчиков были интеллектуальными, к 2012 году доля интеллектуальных счетчиков возросла

до 18%, и к 2020 году рост доли интеллектуальных счетчиков прогнозируется до 55%.

В последние годы к осуществлению программ и проектов в сфере интеллектуального учета энергоресурсов приступило подавляющее большинство индустриально развитых государств, а также многие развивающиеся страны. Наиболее масштабные программы и проекты в этом направлении разработаны и осуществляются в США, Канаде и странах Евросоюза, а также Китае, Южной Корее и Японии. Принято решение о разработке и реализации аналогичных программ и проектов в ряде других стран (Индия, Бразилия, Мексика).

В Северной Америке, после 5 лет масштабной реализации проектов по внедрению интеллектуального учета электроэнергии в США, поддерживаемой федеральным финансированием и льготами, рынок вошел в устойчивый характер роста. В настоящее время развитие рынков интеллектуального учета смещается в сторону различных стран Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона, которые еще находятся на ранних стадиях крупных развертываний.

Так, например, переход в фазу масштабного развертывания интеллектуальных счетчиков начинается в Великобритании, и старт аналогичного масштабного проекта ожидается во Франции.

В Китае установка миллионов интеллектуальных счетчиков проходила в рамках пятилетнего плана по модернизации сетевой инфраструктуры страны, что привело в общей сложности к 2015 году к установке 300 млн интеллектуальных счетчиков. Прогнозируется, что количество установок интеллектуальных электросчетчиков в Китае будет расти с 2019 до 2025 года в среднем на 3,5%. Реализация основных проектов в Японии, как ожидается, достигнет количества 80 млн интеллектуальных счетчиков, в то время как предполагаемые развертывание в Индии должны достичь 150 миллионов интеллектуальных счетчиков между 2017 и 2027 годами.

Во исполнение требований Директивы N 2009/72/ЕС Европейского парламента и Совета от 13 июля 2009 года о необходимости охвата не менее

80% потребителей системами интеллектуального учета электроэнергии, большинство из 28 стран-участников Евросоюза провели анализ выгод и затрат от внедрения систем интеллектуального учета электроэнергии (далее – АВЗ).

В таблице 9 представлен обзор ситуации по состоянию на июль 2013 года в отношении результатов АВЗ (положительное или отрицательное) и общих планов по развертыванию систем интеллектуального учета электроэнергии в государствах-членах ЕС.

Таблица 9 – Результат АВЗ в странах Евросоюза

Страны	Масштабное развертывание систем интеллектуального учета ( $\geq 80\%$ потребителей к 2020 году)	Проведен АВЗ	Результаты АВЗ от масштабного развертывания систем интеллектуального учета ( $\geq 80\%$ потребителей к 2020 году)
Австрия	Да	Да	Положительный
Бельгия	Нет	Да	Отрицательный/Неубедительный
Болгария	Нет решения	НД	Не доступен
Кипр	Нет решения	В процессе	Не доступен
Чехия	Нет	Да	Отрицательный
Дания	Да	Да	Положительный
Эстония	Да	Да	Положительный
Финляндия	Да	Да	Положительный
Франция	Да	Да	Положительный
Германия	Выборочно	Да	Отрицательный
Греция	Да	Да	Положительный
Венгрия	Нет решения	В процессе	Не доступен
Ирландия	Да	Да	Положительный



Продолжение таблицы 9

Италия	Да	НД	Не доступен
Латвия	Выборочно	Да	Отрицательный
Литва	Нет	Да	Отрицательный
Люксембург	Да	Да	Положительный
Мальта	Да	Нет	Не доступен
Нидерланды	Да	Да	Положительный
Польша	Да - официального решения еще нет	Да	Положительный
Португалия	Нет	Да	Неубедительный
Румыния	Да - официального решения еще нет	Да	Положительный
Словакия	Выборочно	Да	Отрицательный
Словения	Нет решения	В процессе	Не доступен
Испания	Да	Нет	Не доступен
Швеция	Да	Да	Положительный
Великобритания	Да	Да	Положительный

В таблице 10 представлено значение количества интеллектуальных счетчиков электроэнергии, которые будут установлены в государствах-членах ЕС, в которых запланировано масштабное развертывание (покрытие не менее 80% потребителей к 2020 году)

Направление интеллектуального учета энергоресурсов активно развивается и в России, находится в русле общемировых тенденций. Предполагается, что степень проникновения средств интеллектуального учета электроэнергии на российском рынке к 2025 г. может составить в зависимости от сценария от 50% до 100% в сегменте общедомовых

приборов учета и 80-100% в сегменте квартирного учета. Крупными потребителями электросчетчиков также останутся предприятия энергетики и промышленности.

Таблица 10 – Внедрение интеллектуальных счетчиков в странах Евросоюза

<b>Крупномасштабное развертывание (По крайней мере, 80% потребителей к 2020 году)</b>	<b>Точек учета в стране к 2020 году</b>	<b>Ожидаемый процент внедрения к 2020 (%)</b>	<b>Общее количество установленных интеллектуальных счетчиков до 2020 года</b>
Австрия	5 700 000	95%	5415000
Дания	3 280 000	100%	3280000
Эстония	709 000	100%	709000
Финляндия	3 300 000	100%	3300000
Франция	35 000 000	95%	33250000
Греция	7 000 000	80%	5600000
Ирландия	2 200 000	100%	2200000
Италия	36 700 000	99%	36333000
Люксембург	260 000	95%	247000
Мальта	260 000	100%	260000
Нидерланды	7 600 000	100%	7600000
Польша	16 500 000	80%	13200000
Румыния	9 000 000	80%	7200000
Испания	27 768 258	100%	27768258

Швеция	5 200 000	100%	5200000
Великобритания	31 992 000	99 0,5%	31 832040
Всего	192 469 258	95 0,3%	183 394298

В России планируется начать массовую установку интеллектуальных систем учета электроэнергии с 2020 года. А первым регионом, где началось оснащение потребителей умными приборами в 2016 году стала Калининградская область. Сейчас доля умных счетчиков в регионе составляет 80%. До 2030 года установка интеллектуальных систем учета является частью программы цифровой трансформации государственной электросетевой компании ПАО «Россети» [28]. Общая стоимость программы оценивается в 1,3 трлн рублей.

#### **2.4. Интеллектуальные счетчики электроэнергии**

Коммерческий учет является необходимой составляющей функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии. В качественном и достоверном учете заинтересованы не только продавцы – поставщики электроэнергии, сетевые организации и потребители, но и государство, осуществляющее функции регулятора отрасли и проводящее на основе учетных данных налоговую политику.

С ростом энерговооруженности, увеличением количества электроприемников потребителей, возникает необходимость перехода от традиционных систем учета, способных измерять только объемы электроэнергии, к интеллектуальным, включающим в себя приборы учета, каналы связи, устройства сбора и передачи данных, информационно-вычислительные комплексы. В отличие от современной системы учета электроэнергии, интеллектуальные системы учета являются совокупностью функционально объединенных устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии

(мощности), обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии (мощности), удаленное управление ее компонентами и приборами учета электрической энергии (мощности), а также представление информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии. Внедрение интеллектуальных системы учета дает потребителям эффективный инструмент для экономии расходования денежных средств на электроэнергию, предоставляя возможность использования различных тарифных планов и удаленного ограничения энергоемких электроприемников.

Приборы учета электроэнергии являются элементами электрической сети, с помощью которых можно получить достоверные данные о фактической мощности устройств потребителя, а также сведения о показателях надежности и качестве оказываемых услуг. Назначение счетчиков для измерения активной и реактивной электрической энергии, активной, реактивной и полной мощности, коэффициента мощности, среднеквадратического значения напряжения и силы тока по трем фазам в трехфазных цепях переменного тока и организации многотарифного учета электроэнергии. Область применения интеллектуальных счетчиков в использовании для работы как автономно, так и в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии.

На отечественном рынке сегодня предлагается богатый ассортимент интеллектуальных электрических счетчиков производителей: ФГУП "Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе" (НЗиФ), г. Нижний Новгород; ОАО "Концерн Энергомера", г. Ставрополь»; ЗАО "Радио и Микроэлектроника" (РиМ), г. Новосибирск; ООО "НПК "Инкотекс", г. Москва; ОАО "Энергоучет", г. Санкт-Петербург; ОАО "КАСКАД", г. Черкесск и других. На рисунке 17 представлено по оценкам BusinesStat примерное распространение в России интеллектуальных счетчиков электроэнергии отдельных производителей.

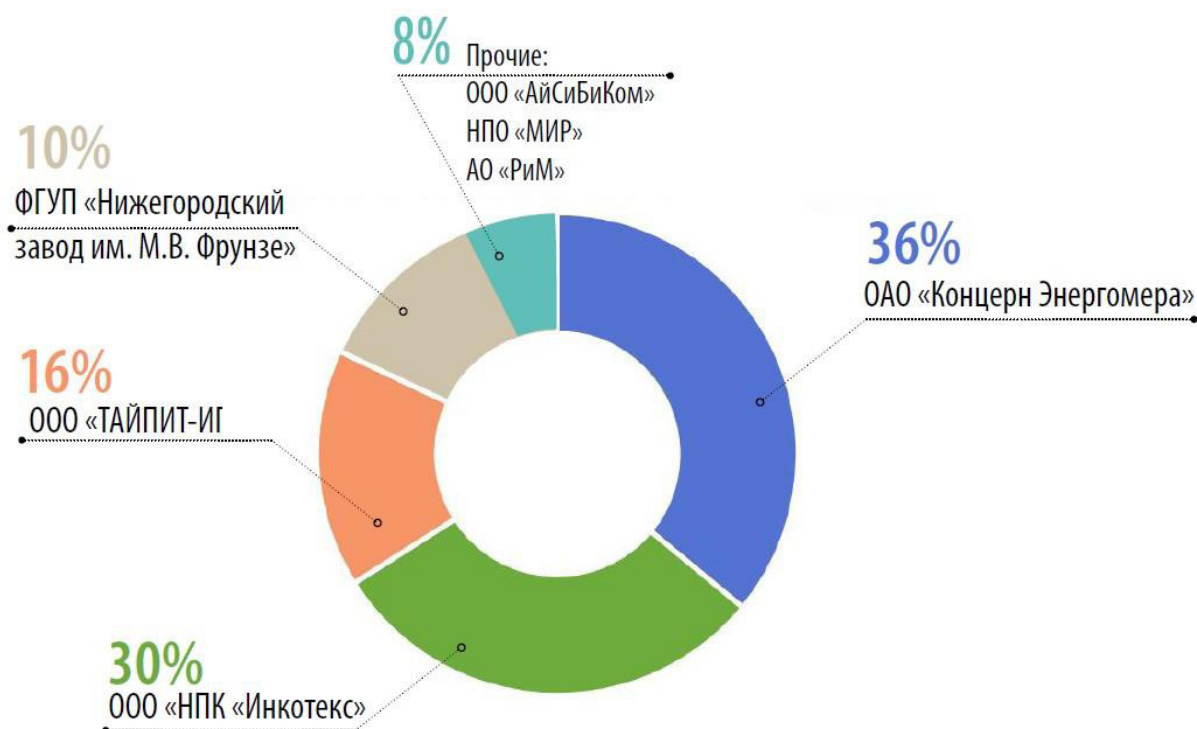


Рисунок 17 – Производство интеллектуальных счетчиков в России

Приборы коммерческого учёта электроэнергии, работающие в составе АИИС КУЭ и являющиеся источниками первичной информации, должны удовлетворять следующим основным требованиям и обеспечивать:

- учет активной (в одном или двух (при необходимости) направлениях) и реактивной (в двух направлениях) энергии и мощности;
- наличие выходов (интерфейсов) поверочных импульсов (пропорциональных измеряемым величинам) для каждого из видов измеряемой энергии;
- вычисление параметров энергопотребления за текущие и прошедшие сутки, месяц, сезон, год; вычисление и фиксацию средней мощности за истекшие полчаса;
- ведение графика нагрузки; период интеграции измеряемых величин с интервалом 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 мин.;
- сохранность информации не менее чем за последние 45 суток;

- формирование базы данных результатов учета с обязательной привязкой величин ко времени измерений и хранить их в энергонезависимой памяти;
- отслеживание превышения заданного предела максимальной нагрузки (по активной энергии);
- наличие защиты (парольная, механическая блокировка (пломба)) от несанкционированного изменения параметров; автоматический переход на летнее/зимнее время;
- подключение внешнего резервного электропитания; локальную коммуникацию с компьютером и/или переносным программатором-считывателем через оптопорт и дистанционное считывание накопленной информации средствами (предпочтительно по цифровым каналам передачи данных RS-232 или RS-485 (RS-422));
- погрешность хода внутреннего таймера не более 0,5 сек. в сутки и иметь возможность внешней синхронизации хода внутреннего таймера; ведение «журнала фиксации нестандартных ситуаций (событий)» программируемую последовательность сообщений;
- работоспособность при температуре окружающего воздуха от - 25°C до +55°C;
  - срок службы не менее - 20 лет;
  - межповерочный интервал - не менее 6 лет;
  - дисплей - многосегментный (опцион с подсветкой);
  - конструктивное исполнение счетчика должно полностью соответствовать требованиям надежности, простоты и безопасности эксплуатации, предотвращения несанкционированного доступа;
  - два, независимо (одновременно) работающих коммуникационных интерфейса;
  - независимая работа оптического интерфейса и интерфейса передачи данных RS;

- программное обеспечение прибора учета должно обеспечивать:
  - программирование счетчика;
  - считывание данных, просмотр данных в эксплуатационном режиме (мгновенные данные) - документирование данных, возможность конвертации информации в один из распространенных форматов (\*.xls, \*.csv, \*.txt);
  - возможность экспорта/импорта (переноса, добавления, обновления) баз данных, установленных на разных компьютерах.

В АО «ДРСК» нашли широкое применение приборы учета марки РИМ предприятия ЗАО "Радио и Микроэлектроника", марки Энергомера ОАО "Концерн Энергомера" и марки Меркурий ООО "НПК "Инкотекс".

## **2.5. Методы определения погрешностей учета электроэнергии и метрологических потерь электроэнергии**

Типовой измерительный комплекс учета электроэнергии состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН) и счетчика. Пределы допустимых погрешностей такого комплекса в соответствии с определяют по формуле [29]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_n^2 + \delta_c^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\phi_\Sigma}^2}, \quad (8)$$

где  $\delta_I, \delta_U, \delta_c$  - относительные погрешности ТТ, ТН, и счетчика;  $\delta_n$  - потеря напряжения во вторичной цепи ТН;  $\delta_\theta$  - относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН;  $\delta_{\phi_\Sigma}$  - суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и т.п. от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего классу точности); 1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической

поверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности, и другие причины.

Следует отметить четыре аспекта применения формулы (8):

1) по формуле определяют не фактические, а допустимые погрешности, так как обычно в качестве  $\delta_i$ ,  $\delta_U$ ,  $\delta_c$  используют классы точности приборов, а они определяют предельные значения погрешностей лишь в зонах нагрузок, близких к номинальным;

2) запись  $\delta$  в виде среднеквадратичного значения и знак  $\pm$  говорят о том, что определяется значение случайной (симметричной) погрешности при нулевой систематической составляющей;

3) по формуле определяют предельные значения диапазона допустимых погрешностей, в то время как в большинстве практических задач необходимо определять наиболее вероятные значения погрешностей учета (очевидно, что вероятность того, что в реальных системах погрешность будет на уровне максимальных значений, мала);

4) применение классов точности приборов в формуле (8) отражает не факт реальной флуктуации погрешности конкретного прибора внутри диапазона, соответствующего классу точности, а факт незнания для рассматриваемого прибора конкретной погрешности внутри этого диапазона. Погрешность любого элемента комплекса имеет свое конкретное значение, которое при стабильной нагрузке может незначительно флуктуировать около своего уровня из-за влияния факторов  $\delta_{\phi\Sigma}$ . Класс прибора, например 1,0, не означает, что погрешность конкретного экземпляра такого прибора флуктурует в зоне  $\pm 1,0\%$ . Комплектуемые детали используемые при изготовлении приборов имеют разброс параметров, технологический процесс производства не может обеспечить идеально одинаковых параметров сборки всех приборов, поэтому при проверке на заводе-изготовителе каждого прибора удостоверяются, что его погрешность попадает в допустимый диапазон, а не определяют ее конкретное значение. Поэтому класс прибора 1,0 означает, что



значение погрешности данного экземпляра прибора не выходит за пределы  $\pm 1,0\%$ , но в какой точке диапазона находится, не известно.

При изменении нагрузки фактическое значение погрешности каждого прибора изменяется. Для ТТ поле допустимых погрешностей в соответствии с ГОСТ 7746-89 имеет вид раструба, имеющим точки:  $\pm 1,0$  о.е при коэффициенте загрузки по первичной цепи  $k_{3I} = 1,0$ ;  $\pm 1,5$  о.е – при  $k_{3I} = 0,2$  и  $\pm 3,0$  о.е – при  $k_{3I} = 0,05$ . Под относительной единицей понимается класс точности ТТ. Это означает, что фактическая погрешность ТТ при малых нагрузках может быть в 1,5 – 3,0 раза больше класса точности. Данное поле соответствует классам 0,5 и 1,0. Для класса 0,2 соответствующие точки имеют уровни 1,0; 1,75 и 3,75.

В реальных условиях загрузка первичных цепей ТТ намного ниже номинальной по трем причинам:

1) средняя нагрузка всегда ниже максимальной, а погрешность измерения электроэнергии – это погрешность, соответствующая средней нагрузке;

2) потребление электроэнергии предприятиями в настоящее время намного меньше, чем было в тот период, когда строились сети и устанавливались ТТ;

3) даже в тот период, когда строились сети, ТТ выбирались с запасом по пропускной способности из расчета роста нагрузок в перспективе.

В результате работа ТТ в зоне  $k_{3I} = 0,05 - 0,2$  является в большинстве случаев типовой ситуацией. С точки зрения требований к системе учета эта ситуация не может считаться допустимой (формула (8) определяет именно допустимые, а не фактические погрешности), однако при определении структуры отчетных потерь энергоснабжающей организации важно знать именно фактические погрешности. В частности, при определении сверхнормативных потерь (хищения и т.п.) необходимо учитывать фактические погрешности систем учета, так как в противном случае их повышенные погрешности будут ошибочно рассматриваться как хищения.

## 2.6. Достоверизация учета электроэнергии

В процессе функционирования объекта может возникнуть повреждение любого устройства, входящего в измерительный комплекс АИИС КУЭ. Такие повреждения обычно сопровождаются ошибками измерений, имеющими систематический (устойчивый во времени) характер. Уровень такой ошибки может достигать десятков процентов. В теории оценивания состояния данные ошибки принято называть грубыми (плохими данными). Выявление и устранение грубых ошибок измерений должно производиться как можно быстрее, так как финансовые потери отдельных участников энергообмена могут быть очень велики. Источником дополнительных погрешностей при учете электроэнергии в «ручную» может явиться и низкая трудовая дисциплина некоторых работников-контролеров энергообъектов. Снятия показаний счетчиков электроэнергии зачастую производятся крайне неаккуратно, требование к одновременности снятий показаний не выполняется. При монтаже приборов учета также могут производиться серьезные недочеты. Даже самый точный измерительный комплекс при недостаточно грамотной его эксплуатации будет служить источником значительных дополнительных погрешностей.

Основным способом обеспечения легитимности измерительной информации на сегодняшний день является метрологический надзор и контроль средств учета электроэнергии. Метрологический контроль и надзор за средствами учета электроэнергии осуществляется органами Госстандарта России и метрологическими службами предприятиями электроэнергетической отрасли, который проводится периодически один раз в несколько лет на основании утвержденных нормативов. Метрологические способы позволяют выявлять как грубые ошибки измерений, так и «нормальные» погрешности, обусловленные классами точности средств измерений. Элементы АИИС КУЭ подвергаются проверке покомпонентно, то есть поверяются измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения

(ТН), счетчики электроэнергии, устройства сбора и передачи данных. В случае искажения характеристик любого компонента измерительного комплекса в течение межповерочного интервала, показания комплекса учета будут содержать ошибки вплоть до проведения следующей очередной метрологической поверки. Кроме того, метрологические способы поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения для высоких напряжений весьма дорогостоящи и требуют демонтажа силового оборудования и перерыва электроснабжения.

Другой способ обеспечения легитимности - путем дублирования измерительных комплексов учета, что является очень эффективным. Так, в энергокомпании «NESA» (Дания) во всех точках коммерческого учета электроэнергии, начиная с уровня номинального напряжения 6 кВ, устанавливаются по два измерительных комплекса учета электрической энергии [30]. Первый комплекс является основным – коммерческим. Именно его показания используются в финансовых взаиморасчетах. Второй - является контрольным. Показания основного и контрольного комплексов сопоставляются в алгоритме АСКУЭ. В случае, когда разность этих показаний не превышает разрешенный в процентах допуск, данные по учету электрической энергии признаются достоверными. При превышении разрешенного допуска учет признается недостоверным, и выполняются работы по устранению причин недостоверности. Периодичность сравнения показаний основного и дублирующего счетчика находится на уровне нескольких часов. Однако данный способ является самым капиталоемким способом контроля достоверности, а отсюда и дорогим.

За рубежом широко применяются также способы контроля достоверности данных учета электроэнергии [30]:

- Инженерные, которые используются в ряде энергоснабжающих компаний США. Данный алгоритм является по своей сути инженерным подходом к выявлению недостоверной информации в АСКУЭ. Достоверизация измерительной информации осуществляется в рамках

алгоритма АСКУЭ в автоматическом режиме. Для каждого счетчика на этапе конфигурирования алгоритма верификации может быть выбрано сразу несколько критериев достоверности, которые будут использоваться для его проверки на часовых или суточных интервалах времени. В качестве критериев достоверности могут выступать:

- разность времени между часами счетчика ЭЭ и сервера АСКУЭ;
- количество интервалов отключения ЭЭ;
- ошибка контрольной суммы при передаче информации;
- аварийные сигналы со счетчика;
- повторная установка времени.

Кроме критериев, определяемых на основе аппаратной реализации АСКУЭ, используются дополнительные критерии достоверности:

- выход измерения за высокий/низкий предел по мощности;
- выход измерения за высокий/низкий предел по энергии;
- нарушение пределов по отношению активной и реактивной мощности;
- разность показаний основного и контрольного счетчика (при наличии последнего);
- отличие измеренного объема ЭЭ от планируемого; – отличие измеренного объема ЭЭ от данных телеизмерений (SCADA);
- сравнение текущего измерения с измерениями за предыдущие аналогичные периоды времени;
- процентное изменение измеренной ЭЭ с объемами ЭЭ за соседние интервалы времени.

На основании совокупности выбранных критериев для отдельных счетчиков или измерительных каналов производится проверка достоверности. В случае обнаружения недостоверности данные могут повторно приниматься с объекта и редактироваться вручную. Расчет финансовых обязательств и доходов участников рынка электроэнергии производится только на основе верифицированных данных.

- Аналитические методы контроля достоверности измерительной информации от систем учета электроэнергии являются наименее затратными и основаны на обработке измерений математическими методами.

- Методы теории оценивания состояния используют традиционные уравнения установившегося режима. Эти уравнения основаны на первом и втором законах Кирхгофа и законе Ома и могут записываться в разных формах. Они связывают между собой параметры установившегося режима электрической сети, то есть потоки активной и реактивной мощности, токи и напряжения. Именно эти параметры являются телеизмеряемыми. В рамках теории оценивания состояния разработаны математические методы, позволяющие обнаружить факт наличия измерений с грубыми ошибками, выявить такие измерения и устранить их влияние на точность математической модели, описывающей объект.

В России наиболее распространен балансовый метод, являющийся нормативным для энергопредприятий и, нашедший отражение в типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении [11]. Оценка достоверности измерений электрической энергии проводится путем контроля фактических и допустимых небалансов. Балансовый метод учёта электропотребления применяется с использованием результатов измерений и включает в себя следующие показатели: поступление электроэнергии в сеть, передачу электроэнергии из сети, полезный отпуск электроэнергии потребителям, а также потери электроэнергии в сети. Потери рассчитываются и определяются как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы:

- потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер (технические или нормативные потери);

- расход электроэнергии на собственные нужды работы оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии;

- погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета (инструментальные потери);

- хищения электроэнергии, неоплата или неполная оплата показаний счетчиков и т.п. (сверхнормативные потери).

Балансовый метод является упрощенным методом верификации измерительной информации, поскольку никакие электрические показатели, кроме измерений электрической энергии, в расчетах не участвуют. Для определения всех составляющих баланса электроэнергии проводятся исследования структуры поступления и потребления электроэнергии. При анализе балансов электроэнергии проводится сравнение фактических показателей за предыдущий период времени (месяц, год), с учётом необходимых условий сопоставимости.

Следует, однако, отметить слабые места методики контроля достоверности измерительной информации от систем учета электрической энергии. Методика позволяет обнаружить повышенный небаланс электрической энергии и определить, что в ограниченном числе измерительных приборов имеется грубая ошибка. Однако выделить конкретный с грубой ошибкой, внесший наибольший вклад в небаланс, методика не позволяет.

Область использования данной методики можно разделить на две части. К первой можно отнести анализ небалансов электрической энергии на уровне шин, подстанций, то есть относительно локальных объектов, у которых число измерительных приборов, участвующих в составлении небаланса, сравнительно невелико. Но, даже на уровне таких локальных объектов методика не гарантирует абсолютной уверенности выводов относительно достоверности учета электрической энергии. Основные причины низкой достоверности информации по полезному отпуску электрической энергии возникают из-за нетехнических проблем:

- использование приборов учета электрической энергии, не принадлежащих энергоснабжающей организации, вследствие чего их

метрологические характеристики не подлежат контролю со стороны энергоснабжающей организации;

- списывание показаний с приборов учета самими потребителями. Часть этих потребителей может занижать показатели, определяющие оплату за потребленную электрическую энергию;

- влияние человеческого фактора (имеются в виду промахи, ошибки и просчеты при учете электрической энергии, а также злоупотребления в целях получения личной выгоды и т.д.);

- формирование полезного отпуска электрической энергии после выставления энергосбытовыми подразделениями финансовых документов на оплату потребленной электрической энергии. Полезный отпуск электрической энергии при этом может отличаться от реального объема отпущенной и зафиксированной приборами учета по разным причинам.

- неэффективное нормирование потерь электрической энергии и невыполнимость нормативов может приводить к систематическим искажениям отчетной документации по балансам.

Математическое моделирование всех указанных факторов, искажающих балансы электрической энергии, практически невозможно. Следовательно, нельзя получить идеальные формулы для расчета допустимых небалансов. При этом следует отметить, что процесс автоматизации систем учета и сбыта электрической энергии (АИИС КУЭ) способствует вытеснению отмеченных выше нетехнических проблем.

Применение балансового метода в энергокомпаниях тесно связано с правилами учёта. При этом необходимо согласовать схему размещения приборов учёта во всех точках с учётом границ балансовой принадлежности оборудования и взаимных интересов сторон. Баланс электроэнергии составляется на границе балансовой принадлежности на уровнях напряжения 35 и 110 кВ, по ТП 6-10 кВ, отходящим фидерам 0,4-10 кВ и группам потребителей.

### 3. КОНЦЕПЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ

#### 3.1 Применение современных технологий и концепции Smart Grid в распределительных сетях

В настоящее время в России наблюдается растущий интерес к интенсивно развивающемуся в последнее десятилетие во всем мире направлению преобразования электроэнергетики, получившему название Smart Grid («умная сеть», «умная энергетическая система», англ.).

В соответствии с трактовкой, сформулированной Европейской технологической платформой, Smart Grids понимаются как «электрические сети, удовлетворяющие будущим требованиям по энергоэффективному и экономичному функционированию энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи современных двусторонних коммуникаций между элементами электрических сетей, электрическими станциями, аккумулирующими устройствами и потребителями» [27].

С точки зрения Министерства энергетики США, интеллектуальным сетям (Smart Grid) присущи следующие атрибуты [31]:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков;
- повышение эффективности работы энергосистемы в целом.



NETL ((The National Energy Technology Laboratory USA, англ.) - Национальная лаборатория энергетических технологий Министерства энергетики США) определяет Smart Grid как совокупность организационных изменений, новой модели процессов, решений в области информационных технологий, а также решений в области автоматизированных систем управления технологическими процессами и диспетчерского управления в электроэнергетике [27], и т. д.

IEEE ((The Institute of Electrical and Electronics Engineers, англ.) — Институт инженеров электротехники и электроники.) формулирует определение Smart Grid как концепции полностью интегрированной, саморегулирующейся и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, имеющей сетевую топологию и включающей в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемые единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени.

Исходные положения, принятые при разработке и развитии концепции Smart Grid:

1. Концепция Smart Grid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию.

2. Энергетическая система в будущем рассматривается как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами.

3. Развитие и функционирование энергетической системы должны быть направлены на удовлетворение согласованными всеми заинтересованными сторонами основных требований — ключевых ценностей,

выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей развития электроэнергетики.

4. Долгосрочное преобразование электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение этих ключевых ценностей.

5. Электрическая сеть рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы.

6. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования, затрагивает научную, нормативно-правовую, технологическую, техническую, организационную, управленческую и информационную сферы.

7. Реализация концепции носит инновационный характер и отражает переход к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом. Реализация выдвинутых ключевых требований и осуществление функциональных свойств рассматриваются в рамках концепции Smart Grid с позиций идентификации обеспечивающих их базовых технологий, требующих соответствующего инновационного развития.

Под базовыми технологиями понимается совокупность технологий, позволяющих сохранять согласованную структуру промежуточных и конечных продуктов и услуг на определенном этапе развития отрасли.

Развитие технологического базиса осуществляется двумя основными способами:

- эволюционный - предусматривает модернизацию отдельных технологий без изменения их общей структуры, то есть происходит обновление существующих технологий;

– прорывной - изменение приоритетов общественного развития, требований потребителей и т. п. и появление в результате фундаментальных исследований и разработок новых технологических возможностей, обуславливающих переход к новым базовым технологиям.

Следует подчеркнуть, что концепция Smart Grid фокусируется не на модернизации отдельных технологий и оборудования, а на пересмотре принципов развития и создания новой, инновационной по характеру технологической базы электроэнергетики. Она должна обеспечить значительно более полное удовлетворение требований потребителей и других заинтересованных сторон путем существенного изменения физических и технологических характеристик и функциональных свойств всех компонентов энергетической системы.

Формирование технологической базы концепции Smart Grid основывается на следующих положениях:

1. отдельные компоненты, технологии и устройства рассматриваются как комплекс взаимодействующих элементов, обеспечивающих требуемые функциональные свойства, выбор состава и уровня которых, в свою очередь, определяется пользователем;

2. принимая во внимание новизну выдвигаемых положений, факторов и условий и вполне осознаваемую неопределенность результатов, в рамках концепции Smart Grid актуальность приобретает вопрос обеспечения технологической преемственности при переходе от существующей технологической базы электроэнергетики к новой с минимально возможными издержками (для России это вдвойне актуально, учитывая крайне важную проблему ускоренного сокращения и преодоления растущего технологического разрыва с ведущими индустриальными странами).

С целью создания новой технологической базы электроэнергетики в концепции, были сформированы пять групп базовых технологических областей, требующих инновационного развития:

1. измерительные приборы и устройства, включающие в первую очередь smart-счетчики и smart-датчики;
2. усовершенствованные методы управления: распределенные интеллектуальные системы управления и аналитические инструменты для поддержки коммуникаций на уровне объектов энергосистемы, работающие в режиме реального времени, позволяющие реализовать новые алгоритмы и методики управления энергосистемой, включая управление ее активными элементами;
3. усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети: гибкие системы передачи на переменном токе FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems, англ.), передачи постоянного тока, сверхпроводящие кабели, микросети (microgrids, англ.), полупроводниковая силовая электроника, накопители электрической энергии и пр.;
4. усовершенствованные интерфейсы и методы поддержки принятия решений - технологии и инструменты, обеспечивающие преобразование данных, которые получены от различных объектов энергосистемы, в информацию для принятия решений интеллектуальными агентами;
5. интегрированные коммуникации, которые позволяют элементам первых четырех групп обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что и представляет, по существу, Smart Grid как технологическую систему.

Измерительные приборы и устройства, технологии считывания и измерения являются одной из ключевых технологических областей и важным компонентом современной энергетической системы на базе концепции Smart Grid. В соответствии с этой концепцией можно выделить три приоритетных направления развития информационных технологий в сфере энергетики, которые будут оставаться актуальными на протяжении нескольких ближайших лет: активное внедрение на новых и реконструируемых точках измерения «умных» электросчетчиков со стандартными коммуникативными интерфейсами, оснащенных функцией удаленного управления на основе

беспроводных технологий, которые полностью соответствуют стандартам информационной безопасности. Реализация национальных стратегий в сфере энергетики, которые основаны на технологии Smart Grid и предполагают внедрение «умных» счетчиков электроэнергии, преследует несколько важных целей. Например, энергокомпании видят в этом возможность:

- Снизить потери энергоресурсов.
- Эффективно бороться с неплательщиками, которые несвоевременно или не в полном объеме оплачивают потребляемые энергоресурсы.
- Управлять неравномерностью графика электрической нагрузки.
- Более эффективно управлять активами.
- Повысить качество обслуживания потребителей.
- Эффективно интегрировать объекты «зеленой» энергетики и распределенной генерации в энергосистему страны.
- Повысить надежность функционирования энергетического комплекса в случае возникновения аварийных ситуаций и возможных сбоев в работе энергосистем.
- Наладить двухстороннюю информационную и управляющую связь с потребителями. Это может быть передача сообщений, дистанционная смена тарифа и т. п.
- Сделать работу объектов энергетической инфраструктуры более прозрачной.

### **3.2 Концептуальная модель и принципы построения интеллектуального учета электроэнергии в распределительных сетях**

В Smart Grid электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса - «умная» сеть, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы [32]. При

внедрении интеллектуальных технологий на базе «умных» сетей рядовые потребители могут решить ряд ключевых задач:

1. Улучшить качество доступа к энергетической инфраструктуре.
2. Получать более качественные услуги энергоснабжения.
3. Выйти на новый уровень взаимодействия с поставщиками энергии.

Существенным элементом технологии Smart Grid является интеллектуальный учет электроэнергии. В интеллектуальной системе учета для пользователей системы должны быть реализованы следующие функции:

- передачи показаний и результатов измерений прибора учета электрической энергии, присоединенного к интеллектуальной системе учета;

- предоставления информации о количестве и иных параметрах электрической энергии;

- полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги), а также возобновления подачи электрической энергии;

- установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев) по которым прибором учета электрической энергии, присоединённым к интеллектуальной системе учета, осуществляется суммирование объемов электрической энергии, в соответствии с дифференциацией тарифов (цен), предусмотренной законодательством, (далее – тарифные зоны);

- передачи данных о параметрах настройки и событиях, зафиксированных прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета;

- передачи справочной информации;

- передачи архива данных;

- оповещение возможных недостоверных данных, поступающих с приборов учета в случаях срабатывания индикаторов вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммой крышке прибора учета, факта события воздействия магнитных полей на элементы прибора учета,

неработоспособности прибора учета вследствие аппаратного или программного сбоя, его отключения (после повторного включения), перезагрузки.

На рисунке 18 представлена концептуальная модель интеллектуальной системы учета [33].

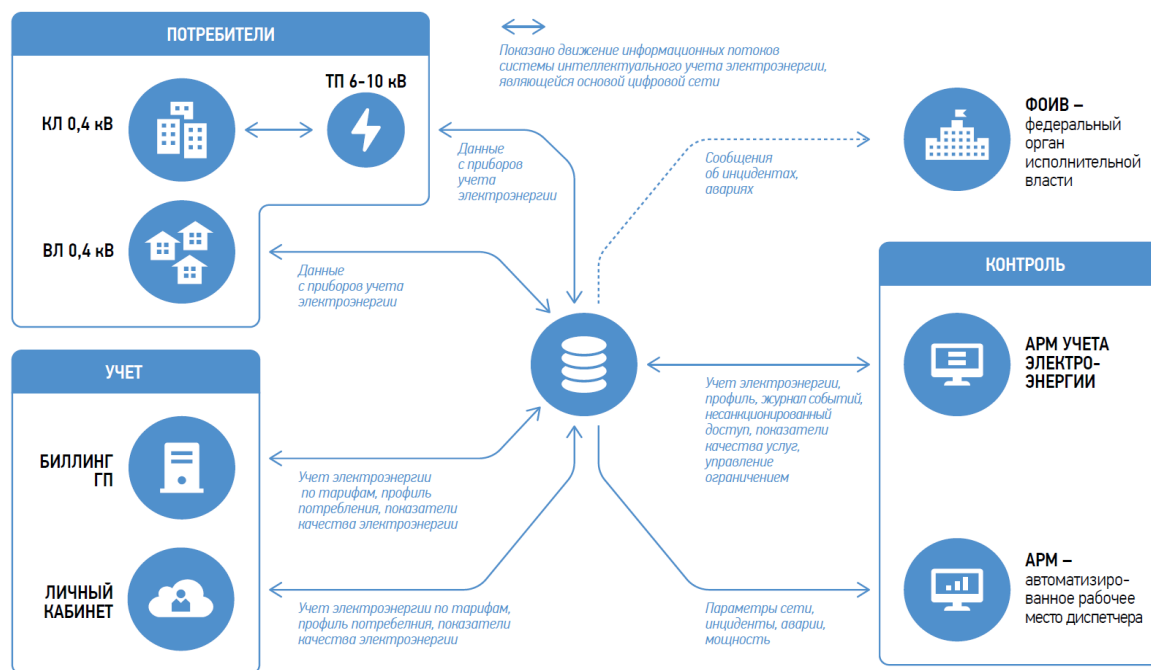


Рисунок 18 – Концептуальная модель интеллектуальной системы учета

Интеллектуальная система учёта (ИСУ) электроэнергии – это технологическая основа развития конкурентных отношений на рынках электроэнергии, которая позволит потребителям мгновенно и беззатратно менять поставщика электроэнергии, а поставщикам электроэнергии – обеспечить недискриминационный доступ к точкам поставки.

Измерительные приборы и устройства, технологии считывания и измерения являются одной из ключевых технологических областей и важным компонентом современной энергетической системы на базе концепции Smart Grid. Эти технологии будут выполнять следующие функции:

1. оценивать состояние оборудования и уровень интегрированности сети, отражающий степень сосредоточения информации в едином центре;

2. обеспечивать непрерывный мониторинг данных, минимизировать ошибки при выставлении счетов;
3. способствовать оптимизации режимов сети и сокращению выбросов загрязняющих веществ за счет предоставления потребителю возможности регулировать спрос;
4. поддерживать более комплексные измерения и обеспечивать непрерывный мониторинг данных;
5. способствовать прямому взаимодействию между поставщиком услуг и потребителем.

Предполагается, что эти элементы позволят обеспечить решение следующего спектра задач:

1. На уровне клиента современные сети не будут иметь электромеханических счетчиков и измерительных приборов. Вместо них будут установлены современные цифровые измерительные приборы и устройства, связанные как с потребителем, так и с поставщиком услуг. Современные микропроцессорные измерительные приборы будут осуществлять широкий спектр функций, в том числе фиксировать затраты в течение всего процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Большинство клиентов также смогут регистрировать информацию о предполагаемых критических сигналах, например, пика цен, предоставляемую энергоснабжающей организацией. Также измерительные устройства будут уведомлять клиента о прохождении критического уровня загрузки сети.

Усовершенствованные измерительные устройства будут осуществлять функции контроля над желаемым уровнем расхода электроэнергии, график которого программируется клиентом. В зависимости от изменений цен на электроэнергию устройства будут автоматически контролировать нагрузку клиента в соответствии с этим графиком. Кроме того, измерительные устройства должны обеспечивать расширение предоставляемого перечня коммунальных услуг, таких как пожарная и охранная сигнализация и др.



Новые подходы будут реализовываться на основе цифровых коммуникационных возможностей Интернета, с использованием стандартных интернет-протоколов, а также надежных и распространенных способов подключения (беспроводные, ВРL и даже оптоволоконная сеть в зданиях). Интеграция их с системами безопасности обеспечит предотвращение взломов и нарушений. Кроме того, измерительные устройства должны обеспечивать расширение предоставляемого перечня коммунальных услуг, таких как пожарная и охранная сигнализация и др. Новые подходы будут реализовываться на основе цифровых коммуникационных возможностей Интернета, с использованием стандартных интернет-протоколов, а также надежных и распространенных способов подключения (беспроводные, ВРL и даже оптоволоконная сеть в зданиях). Интеграция их с системами безопасности обеспечит предотвращение взломов и нарушений.

2. На уровне предприятий усовершенствованные технологии считывания и измерений расширят спектр предоставляемой информации операторам и диспетчерам энергетической системы, которая будет включать в себя:

- значения коэффициента мощности;
- параметры качества электроэнергии в пределах всей системы;
- WAMS (Wide Area Measurement System, англ.) — распределенная система измерений;
- характеристику состояния оборудования;
- манипуляции с измерениями и данными датчиков;
- сведения о природных катаклизмах;
- определение мест повреждений;
- нагрузку трансформаторов и линий;
- профили напряжения сети;
- температуру критических элементов;
- идентификацию отказов;

- профили и прогнозы потребления электроэнергии.

Новые системы программного обеспечения должны собирать, хранить, анализировать и обрабатывать большое количество данных, проходящих через современные инструменты измерения и считывания. Обработанные данные затем будут переданы в существующие и новые информационные системы обслуживающих компаний, выполняющих множество важнейших функций бизнеса (биллинг, планирование, эксплуатация, работа с клиентами, прогнозирование, статистические исследования и т. д.).

### **3.3 Техническая реализация интеллектуального учета электроэнергии**

Технологический аспект интеллектуальных систем коммерческого учета электроэнергии ИСУЭ состоит в том, что интеллектуальная система учета электроэнергии является совокупностью функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенной для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

На рисунке 19 представлена техническая модель интеллектуальной системы учета электроэнергии [34].

Структура интеллектуальной сети создается на базе следующих процессов и компонентов:

1. Измерения:

Будущие цифровые реле, которые используют интеллектуальные агенты, существенно повысят надежность энергетической системы. Широкие схемы мониторинга, защиты и контроля будут интегрировать цифровые реле, «усовершенствованную» связь и интеллектуальных агентов. В такой интегрированной распределенной системе защиты реле будут способны автономно взаимодействовать друг с другом. Такая гибкость и автономность повышает надежность, поскольку даже при сбоях на каком-то участке сети остальные реле на базе агентов продолжают защищать энергетическую систему.

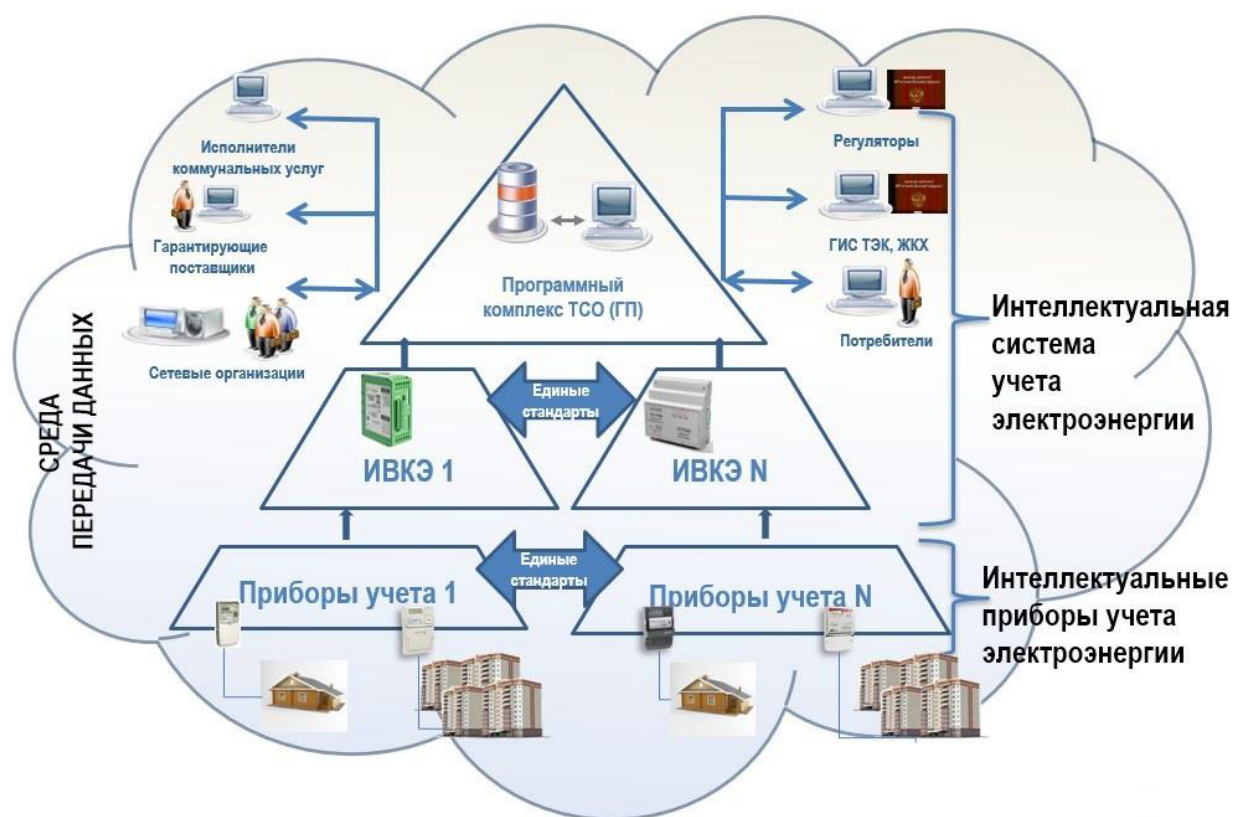


Рисунок 19 – Техническая модель интеллектуальной системы учета

Существует множество преимуществ от развития таких технологий в области измерения. Преобразование измерения в форме портала для потребителей и выхода для других технологий обеспечат информированность как потребителей, так и энергоснабжающих компаний.

Выгоды для потребителей:

- возможность принимать обоснованные решения по управлению нагрузкой;

- прямая связь с рынком электроэнергии в режиме реального времени;
- мотивация к участию в функционировании рынка;
- снижение затрат на электроэнергию.

Выгоды для энергоснабжающих компаний:

- контроль колебаний нагрузки;
- снижение эксплуатационных расходов;
- «поддержка» при перегрузках;
- снижение краж электроэнергии.

## 2. Сбор данных:

Усовершенствованные датчики и новые методы и средства измерения будут собирать необходимую информацию о состоянии энергетической системы и всех ее элементов. Интеллектуальные системы обработки информации затем станут анализировать в режиме реального времени условия функционирования, а также, в случае необходимости, инициировать необходимые действия.

Преимущества совершенствования процесса сбора данных:

- более эффективное использование и техническое обслуживание активов;
- постоянный мониторинг и оценка состояния эксплуатируемого оборудования, его остаточного срока службы;
- выявление и предотвращение потенциальных сбоев и оперативная оценка, и устранение возникающих проблем;
- своевременная передача операторам информации о предаварийном состоянии.

## 3. Контрольно-измерительная аппаратура:

Расширенный мониторинг, контроль и система защиты, а также DR - инструменты (demand response «управление спросом») являются неотъемлемой частью надежной, самовосстанавливающейся сети.

Преимущества, которые будут реализованы в энергетической системе на базе концепции Smart Grid:

- сокращение каскадных отключений;
- предотвращение быстро развивающегося аварийного выхода из строя оборудования;
- контроль медленно развивающегося повреждения;
- оптимальное использование существующих активов;
- снижение перегрузок;
- более эффективные программы технического обслуживания активов;
- уменьшение количества отказов оборудования и снижение расходов на ликвидацию аварий;
- минимизация негативного воздействия на окружающую среду;
- максимальное использование наиболее эффективных генерирующих устройств;
- снижение потерь при поставке электроэнергии.

#### 4. Передача данных:

Информация от интеллектуальных измерительных приборов измерения может передаваться посредством:

- общедоступной беспроводной связи, принцип работы которой схож с беспроводным Интернетом;
- радиосвязи, с использованием специальных частот, более надежных, чем в случае общедоступной беспроводной связи;
- широкополосных электрических линий;
- электрических сетей с установленными на обоих концах линий модемами, которые позволят обмениваться информацией между потребителями и генерирующими компаниями.

Исходя из мирового опыта применения современных систем учета электроэнергии, можно отметить следующие отличительные их принципы использования:

1. измерять все, что необходимо и экономически целесообразно;
2. исходная, метрологически аттестованная база данных энергоучета должна храниться длительное время в точке измерения электроэнергии, что обеспечить высокую достоверность данных энергоучета;
3. территориально распределенные базы данных учета электронных счетчиков должны быть синхронизированы с текущим временем часового пояса, что определяет отношение хранимых баз данных учета счетчиков к реальному времени (величина рассинхронизации единого времени не должна превышать плюс-минус 5 сек.);
4. тарифные характеристики счетчика должны позволять реализовывать как существующие тарифы, так и перспективные тарифы, отличающиеся от действующих количеством тарифных зон в сторону их увеличения, т.е. определяет взаимосвязь текущих и перспективных тарифных систем с тарифными возможностями конкретных электронных счетчиков (срок службы электронного счетчика в среднем составляет 30 лет);
5. физический цифровой интерфейс счетчиков должен относиться к классу международных стандартных интерфейсов, а логический интерфейс (протокол) должен быть открыт и иметь полное однозначное и непротиворечивое описание;
6. ИСУЭ субъекта строится на основе корпоративной вычислительной сети (КВС), на сервер или рабочие станции которых передаются по соответствующим каналам связи непосредственно со счетчиков или через устройства сбора и передачи данных (УСПД) метрологически аттестованные измерительные данные электронных электросчетчиков;
7. ИСУЭ должно быть связано на уровне протоколов передачи данных УСПД или информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с

автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП);

8. тип и пропускная способность канала связи должны соответствовать задачам, решаемым на верхнем уровне ИСУЭ субъекта, т.е. определяет требования к каналам связи между основным и верхним уровнями.

Внедрение информационных технологий подразумевает усовершенствование коммунальных IT-технологий для создания сервисно-ориентированной инфраструктуры (Service Oriented Infrastructure, SOA, *англ.*) посредством использования общей информационной модели и общего двустороннего канала для передачи информации. Общая информационная модель (Common Information Model, *англ.*) — международный стандарт, обеспечивающий единую модель информационного обмена, которая охватывает промежуток от потребительского счетчика до системы транспортировки электроэнергии.

### **3.4 Сравнительный анализ традиционной и интеллектуальной систем учета электроэнергии в распределительных сетях**

Функционал традиционной системы учета обусловлен прямым назначением прибора учета и, как правило, заключается в учете активной энергии, а из максимально возможного дополнительно включает в себя ведение профиля нагрузки, тарифное расписание и протоколирование небольшого перечня событий в журнал.

Основные отличия интеллектуальной системы учета от традиционных систем АИИС КУЭ являются:

- наличие функции управления нагрузкой;
- отсутствие необходимости утверждения ИСУЭ в качестве единичного средства измерений;
- наличие функций защиты от несанкционированного потребления.

В интеллектуальной системе в отличие от традиционной для пользователей системы реализованы следующие функции:

1. передачи показаний и результатов измерений прибора учета электрической энергии, присоединенного к интеллектуальной системе учета;
2. предоставления информации о количестве и иных параметрах электрической энергии;
3. полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии (приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги), а также возобновления подачи электрической энергии;
4. установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев) по которым прибором учета электрической энергии, присоединённым к интеллектуальной системе учета, осуществляется суммирование объемов электрической энергии, в соответствии с дифференциацией тарифов (цен), предусмотренной законодательством;
5. передачи данных о параметрах настройки и событиях, зафиксированных прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета;
6. передачи справочной информации;
7. передачи архива данных;
8. оповещение возможных недостоверных данных, поступающих с приборов учета в случаях срабатывания индикаторов вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммой крышке прибора учета, факта события воздействия магнитных полей на элементы прибора учета, неработоспособности прибора учета вследствие аппаратного или программного сбоя, его отключения (после повторного включения), перезагрузки.

В состав информации о количестве и иных параметрах электрической энергии входят:

- объем принятой и отданной электрической энергии, учтенный по точке поставки, в том числе тарифным зонам и в почасовой или получасовой разбивке;



- объем принятой и отданной реактивной энергии, учтенный по точке поставки, в том числе тарифным зонам;

- порог превышения соотношения величин потребления активной и реактивной мощности, а также длительность отклонения соотношения потребления активной и реактивной мощности от предельного значения, установленного законодательством Российской Федерации в сфере электроэнергетики, и максимального значения отклонения в расчетном периоде по точке поставки;

- значения максимальных в каждые рабочие сутки расчетного периода почасовых объемов электрической энергии, учтенные по точке поставки в установленные системным оператором плановые часы пиковой нагрузки, и среднее арифметическое из данных значений за расчетный период;

- значения максимальной и минимальной фактической активной, реактивной и полной мощности по точке поставки;

- информация о величине резервируемой максимальной мощности;

- величина потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства на участке сети от физического место установки прибора учёта (далее - точки измерения) до точки поставки;

- информация о нарушениях индивидуальных параметров качества электроснабжения по точке измерения;

- алгоритм определения объема принятой и отданной электрической энергии по точке поставки на основании результатов измерений приборов учета.

Таким образом, преимущества интеллектуальных приборов учета перед традиционными заключаются в следующем:

- дистанционное предоставление точных данных в определенный временной период сбытовым и сетевым компаниям и другим участникам рынка электроэнергии;

- связь между прибором учета, энергокомпанией или другим участником рынка;
- возможность получения и загрузки данных для большей территории, удаленная конфигурация прибора учета, диагностика и обновление ПО;
- создание внутренней домашней сети с передачей данных на диспетчерский пункт в режиме реального времени;
- возможность дистанционного управления снабжением электроэнергией;
- управление потреблением для сокращения пиковых нагрузок;
- внедрения функционала удаленного отключения при авансовом или кредитном способе оплаты;
- поддержка «интервальной тарификации»;
- высокая частота регистрации данных для последующего использования при выставлении счетов;
- сглаживание пиков потребления посредством временно дифференцируемых тарифов;
- снижение возможности фальсификации данных об объемах потребления.

#### 4. ПЕРЕВОД СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ВОЛКОВСКОГО УЧАСТКА НА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНУЮ ПЛАТФОРМУ

##### **4.1. Принципы построения и архитектура интеллектуального учета в электрических сетях Волковского участка**

Волковский участок электрических сетей принадлежит филиалу акционерного общества «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК») Амурские электрические сети. Учитывая, что АО «ДРСК» входит в Группу компаний ПАО «РусГидро», перевод системы учета электрической энергии на интеллектуальную платформу должен осуществляться в соответствии с технической политикой Группы РусГидро, согласно которой создаваемые и модернизируемые АИИС КУЭ должны соответствовать следующим требованиям к интеллектуальным системам учёта электрической энергии:

1. Структура и количество уровней АИИС КУЭ РРЭ должны определяться организационной и технической структурой филиалов и ПО Группы, оказывающих услуги на розничных рынках электрической энергии. Рекомендуется реализация двухуровневых АИИС КУЭ РРЭ для многоквартирных домов.

2. При создании систем АИИС КУЭ РРЭ необходимо предусматривать установку приборов учёта, обеспечивающих предоставление минимального набора функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии, в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, в том числе обеспечивающих передачу зарегистрированных событий в ИВК по инициативе прибора учета в момент их возникновения и выбор их состава.

Информационно-измерительный комплекс (ИИК) должен обеспечить:

- автоматическое проведение измерений в точке измерений суточных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени с уровня ИВКЭ;
- автоматическую регистрацию событий в "Журнале событий", сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- самодиагностику работы счетчиков электроэнергии;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003 и ГОСТ Р 51275-99;
- предоставление автономного доступа к результатам измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и "Журналам событий" со стороны ИВК;
- удаленное и автономное конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО.

3. Для целей унификации программных платформ и снижения затрат на эксплуатацию и поддержку АИИС КУЭ РРЭ ИВК должен обеспечивать в полном объёме реализацию требований к программно-аппаратному комплексу ИВК интеллектуальных систем АИИС КУЭ РРЭ. Целесообразно реализовать ИВК на централизованной «облачной» платформе. Единая программная платформа ИВК должна обеспечивать функциональность по консолидации и управлению ресурсами хранения данных всех типов, необходимую для РРЭ и обеспечения наблюдаемости ТП/РП 6-10/0,4 кВ.

4. для целей обеспечения наблюдаемости ТП/РП 6-10/0,4 кВ необходимо совмещать в приборах технического учёта, размещаемых на ТП/ПС, функционала по учёту электроэнергии и по обеспечению задач телемеханики ТП/ПС, с реализацией передачи зарегистрированных событий в

несколько направлений (ИВК, ОИК) по инициативе прибора учёта в момент их возникновения и выбор их состава:

- контроль пропадания напряжения на ТП/ПС;
- контроль срабатывания датчиков охранно-пожарной сигнализации;
- онлайн-мониторинг параметров качества электроэнергии, контроль выхода параметров качества за пределы;
- передача телеизмерений, полученных от многофункциональных цифровых измерителей, устройств РЗА, многофункциональных приборов учета по цифровым интерфейсам;
- поддержка протокола передачи данных ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей»;
- съём и передача дискретных сигналов с ячеек ТП/ПС.

5. Программное обеспечение АИИС КУЭ РРЭ должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

В качестве перспективных технологий должно предусматриваться:

6. Применение в АИИС КУЭ РРЭ технологий передачи данных LoRaWAN, машинной связи на базе LTE для передачи данных с приборов учёта электрической энергии непосредственно в ИВК без использования промежуточных маршрутизаторов;

7. Применение в АИИС КУЭ РРЭ ИВК сбора и обработки данных с возможностью информационного взаимодействия с ИВК смежных и (или) нижестоящих систем коммерческого учёта электроэнергии на основе стандартов серии МЭК 61968.

Для Волковского участка предлагается принять за аналог схему модульной АИИС КУЭ, реализованной в городе Белогорске на 20 приборов учета с использованием технологии LoRaWan для сбора показаний приборов учета. Схема представлена на рисунке 19.

Целью создания данного Модуля для реализации замены локальных ИВК АО «ДРСК», эксплуатируемых в настоящее время и, в том числе, Волковского участка на на Модуль АИИС КУЭ цифровой облачной платформы энергоданных для оптимизации стоимости, улучшения качества, повышения надежности и безопасности предоставления услуг.

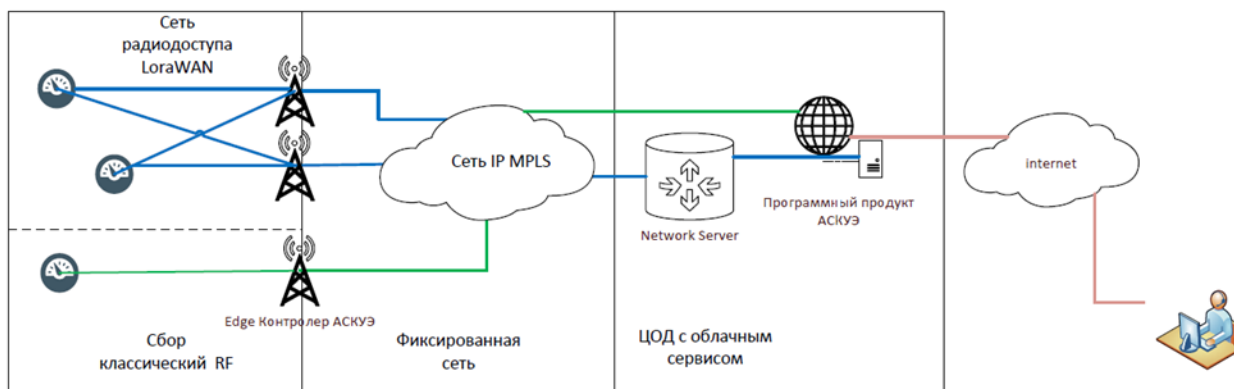


Рисунок 19 – АИИС КУЭ с облачным ИВК

Назначением Модуля является реализация в полном объеме требований к программно-аппаратному комплексу интеллектуальных систем АИИС КУЭ розничного рынка электроэнергетики на централизованной облачной платформе. Единая программная платформа должна обеспечивать функциональность по консолидации и управлению ресурсами хранения данных всех типов, необходимую для розничного рынка электроэнергетики и обеспечения наблюдаемости ТП/РП 6-10/0,4 кВ, в отношении всех эксплуатируемых приборов учета электроэнергии АО «ДРСК» и ПАО «ДЭК», входящих в группу РусГидро.

Программная платформа АИИС Пирамида, приборы учета, сеть связи и ресурсы центра обработки данных (ЦОД) для пилотного проекта были предоставлены ПАО «Ростелеком».

#### **4.2. Выбор технических средств и технологий для реализации системы интеллектуального учета электроэнергии**

На рисунке 20 представлена предполагаемая структура технических средств для реализации системы интеллектуального учета электроэнергии в сетях Волковского участка.

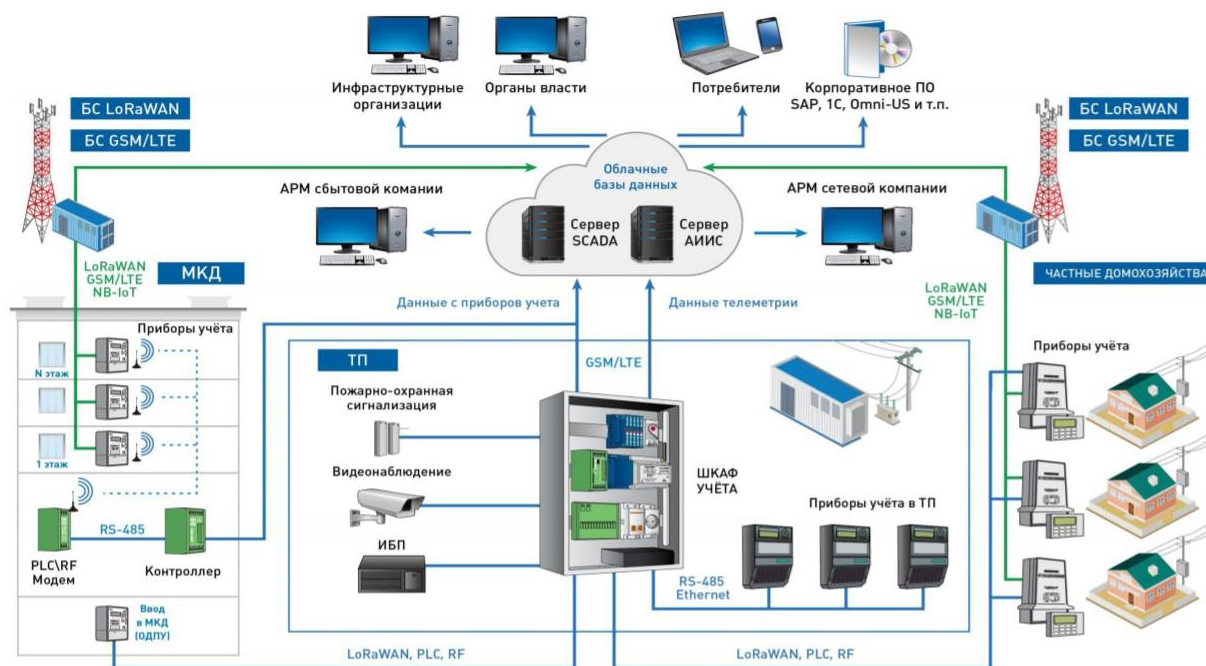


Рисунок 20 – Структурная модель облачного АИИС КУЭ

Основой модели является программное обеспечение облачного сервиса ПО «Пирамида», применяемое в АО «ДРСК». ПО «Пирамида» является готовым программным продуктом, произведенным в АО ГК «Системы и Технологии».

Базовое (системное) программное обеспечение «Пирамида» включает:

1. операционную систему (ОС);
2. программы обработки текстовой информации;
3. сервисные программы;
4. сетевое ПО, обеспечивающее функционирование ИВК в составе локальной вычислительной сети энергосистемы (при необходимости);
5. телекоммуникационное ПО, позволяющее взаимодействовать подсистемам по каналам связи.
6. программное обеспечение систем управления базами данных (СУБД), обеспечивающее:
  - формирование базы данных;

- управление данными;
- поиск данных;
- поддержку запросов;
- формирование отчетов, отображение и вывод отчетов на печатающее устройство.

7. прикладное ПО, позволяющее решать конкретные задачи операторов, в частности:

- программный автоматический сбор, обработка, хранение и отображение средних для заданных интервалов времени значений потребляемой электроэнергии и мощности;

- диагностика полноты данных;

- автоматическая ежесуточная коррекция системного времени и его автоматическая установка на счетчиках электрической энергии с целью обеспечения синхронности измерений;

- разграничение доступа к функциям программы для различных категорий пользователей и автоматическая фиксация их действий в журнале событий;

- администрирование АИИС КУЭ;

- параметрирование АИИС КУЭ;

- определение максимальных и минимальных значений средних мощностей за сутки для заданных интервалов времени значений мощности;

- нахождение максимумов мощности по тарифным зонам;

- составление расчетных групп для более сложного анализа данных: раскладка энергии (мощности) по тарифным зонам, нахождение совмещенных максимумов.

На рисунке 21 показано в качестве примера отображение параметров одного счетчика по КТП.

Вследствие того, что требования к приборам учета и технологиям передачи данных определены технической политикой Группы компаний



РусГидро, а закупки оборудования производятся на конкурентной основе в соответствии с требованиями законодательства в сфере закупок, стоимость оборудования различных производителей с однотипными характеристиками будут сопоставимы. Вместе с тем при выборе оборудования, входящего в АИИС КУЭ, следует определяться по поддержке ИИС «Пирамида» соответствующих устройств, рекомендованных АО ГК «Системы и Технологии» для совместного использования.

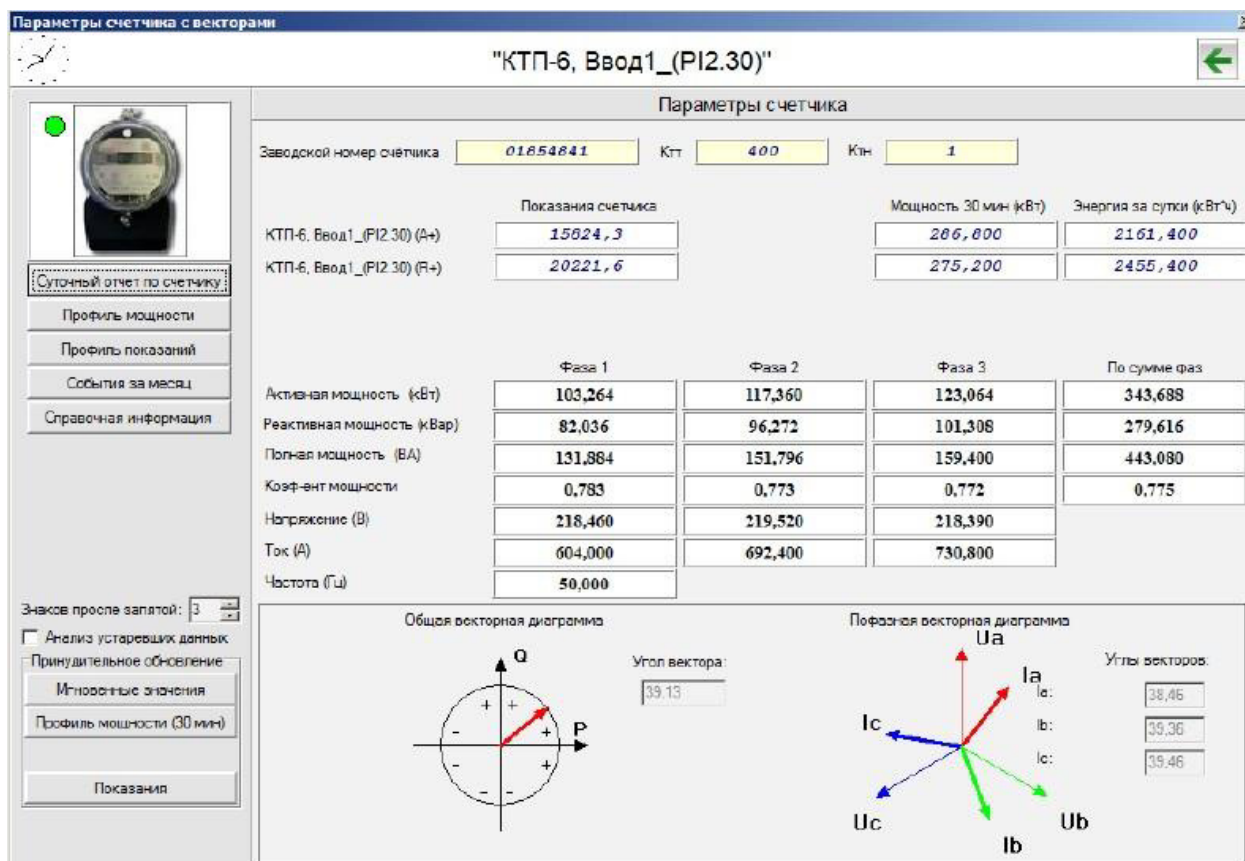


Рисунок 21– Отображение параметров счетчика на мониторе

На сегодняшний день существует большой выбор возможных к использованию для передачи данных каналов связи, а существующее оборудование позволяет использовать один канал для передачи данных различного типа и назначения.

С целью оптимизации затрат на производственную деятельность целесообразно по возможности использовать универсальное оборудование позволяющего решать задачи различных направлений. Так использование универсальных контроллеров, которые могут выполнять функции и УСПД и

осуществлять взаимодействие с устройствами телемеханики. При этом существенно сокращаются не только затраты на внедрение обеих систем, но и эксплуатационные затраты.

При изучении рынка продукции на предмет наличия у производителей приборов учета электроэнергии универсального УСПД, позволяющего осуществлять сбор и передачу данных от приборов не только собственного производства, но и других заводов, а также обеспечивать взаимодействие с устройствами телемеханики, было рассмотрено самое современное оборудование ведущих производителей приборов учета.

В частности, было рассмотрено оборудование АО ГК «СиТ», АО «РиМ, АО «Электротехнические заводы Энергомера», ООО «Матрица».

Интеллектуальные контроллеры SM-160-02m производства АО ГК «СиТ» поддерживают все приборы учета.

Маршрутизатор каналов связи РиМ 099.03 производства АО «РиМ» поддерживает только приборы учета собственного производства.

УСПД CE805M производства АО «Электротехнические заводы энергомера» поддерживает приборы учета собственного производства.

В документации на УСПД RTR8 производства ООО «Матрица» не указаны типы поддерживаемых приборов учета, что говорит о поддержке счетчиков только собственного производства.

Таким образом из УСПД позволяющих совместить функционал по телемеханике и учету электроэнергии, т.е. обеспечить наблюдаемость ТП 6(10) кВ и достоверный учет электроэнергии, официально задекларирована работа с широким перечнем приборов учета сторонних производителей только у SM-160-02m производства АО ГК «СиТ» [35], представленный на рисунке 22. Контроллеры многофункциональные «Интеллектуальный контроллер SM160» предназначены для автоматизации учёта энергоресурсов и диспетчеризации объектов энергетики, промышленности и ЖКХ, обеспечивая

обработку, хранение, преобразование и обмен информацией с серверами сбора.



Рисунок 22 – УСПД типа SM-160-02m

Контроллеры предназначены для работы в составе автоматизированных информационно-измерительных систем комплексного учета энергоресурсов, систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (в частности, совместимы с ПО ИИС «Пирамида»), комплексов устройств телемеханики многофункциональных и автоматизированных систем управления технологическим процессом, многоуровневых систем телемеханики и связи, а так же для организации связи с центром сбора и обработки и хранения информации по каналам связи стандарта GSM(CSD/GPRS/3G) и Ethernet (TCP/IP).

Контроллеры SM160-02M ВЛСТ 340.00.000-02M/xxxxД, дополнительно поддерживают обмен по протоколам МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104, МЭК 61870-5-103, МЭК 61850-8-1. Предназначены как для создания (АИИС) комплексного учёта энергоресурсов, так и для комплексов телемеханики (диспетчеризации).

Основные технические характеристики:

- ввод сигналов ТС (общестанционные сигналы: авария, охранно-пожарная сигнализация);

- ввод телеизмерений (напряжение, ток, частота и т.п.) с многофункциональных электросчетчиков, цифровых измерителей, терминалов РЗА по интерфейсу RS-485;

- сбор данных с приборов учёта энергоресурсов: показания и профили значений по тарифам, события и т.д.;

- встроенный GSM/GPRS модуль, поддержка установки двух SIM-карт (основная и резервная);

- внешние интерфейсы:

- 1 × LAN Ethernet 100Base-T, TCP/IP;

- 1 × USB;

- 4 × RS-485;

- 6 каналов телесигнализации (сухой контакт);

- передача данных на верхний уровень системы по нескольким направлениям;

- протоколы обмена:

- Modbus/RTU;

- ГОСТ Р МЭК 61870-5-101, ГОСТ Р МЭК 61870-5-104.

Таким образом для оценки затрат на приобретение оборудования с целью обеспечения интеллектуального учета электроэнергии выберем остановим на приборах учета производства АО «Энергомера», АО «РиМ и контроллерах SM-160-02m производства АО ГК «СиТ», приобретаемые для модернизации АИИС КУЭ в АО «ДРСК».

Рассмотрим основные виды счетчиков, выбранные в целях модернизации на Волковском участке:

1. счетчики электрической энергии производителя ЗАО «Радио и Микроэлектроника»:

- однофазные на опору – РиМ 129.01-04; РиМ 114; РиМ 189.12;

- трёхфазные на опору – РиМ 614; РиМ 489.01-02; 18-19; РиМ 789.01;

- однофазный/трехфазный двухтарифный РиМ 129.01-04.

2. счетчики электрической энергии производителя АО «Энергомера»:

- однофазные многотарифные – СЕ 208 С2;
- трёхфазные многотарифные – СЕ 308 С36; СЕ 303 S31; СЕ 303 R33.

I. Счетчики РиМ [36]:

1. Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 129.01, РиМ 129.02, РиМ 129.03, РиМ 129.04 - многофункциональные приборы, предназначенные для измерения активной энергии (по модулю) и активной мощности (без учета направления) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты (для трехфазного учета используется РиМ 129.01-04 ВК4 - аналог РиМ 614), а также для дистанционного отключения / подключения абонента. Счетчики имеют встроенный тарификатор и есть возможность двухтарифного учета активной электрической энергии. Исполнение РиМ 129.01 представлено на рисунке 23.



Рисунок 23 – РиМ 129.01

Нормативно-правовое обеспечение: соответствие ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012; сертифицированы в России; внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Технические особенности:

- Размещение непосредственно на отводе ЛЭП к абоненту (защита от хищения);
- Снятие показаний пультом РИМ 040.03;
- Работа как автономно, так и в составе АИИС КУЭ;
- Отключение потребителя дистанционно либо автоматически при:
  - превышении установленного порога мощности;
  - превышении максимального тока счетчика более чем на 5%;
  - дистанционно, по команде от устройств АС.
- Работа в качестве ретранслятора при помощи встроенных интерфейсов RF, PLC;
- Время на счетчике обеспечивается только пока есть питание от сети;
- Высокая устойчивость к механическим, климатическим, а также электромагнитным воздействиям.

Схема монтажа ПУ на опоре ВЛ показана на рисунке 24.

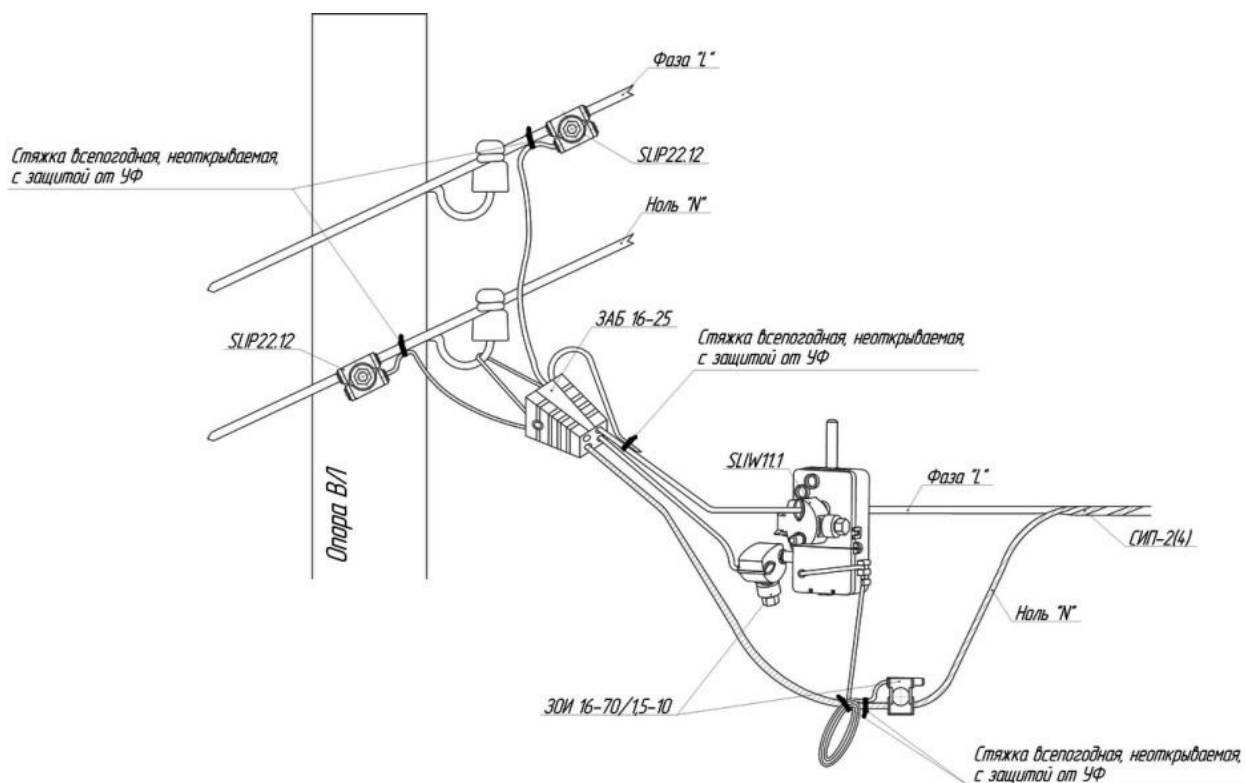


Рисунок 24 – Схема монтажа РИМ 129.0х на опоре ВЛ

Счетчик обеспечивает:

- 1) учет активной электроэнергии по двум тарифам;
- 2) измерение: значения действующей активной мощности; активной энергии;
- 3) передачу результатов измерений по радиоканалу (RF) и по силовой сети (PLC);
- 4) возможность доступа к счетчику через РИМ 099.01 или пульт РИМ 040.03;
- 5) объединение трех РИМ 129.0х для трехфазного учета (аналог РИМ 614), называется РИМ 129.0х ВК4.

2. Трехфазный, многотарифный РИМ 489.01(-02,-08,-09). Счетчик электрической энергии трехфазный статический РИМ 489.01,-02,-08,-09 (далее – счетчик) является многофункциональным прибором. Счетчик предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты. Исполнение РИМ 489.02 представлено на рисунке 25.



Рисунок 25 – РИМ 489.02

Счетчик обеспечивает:

- 1) Учет активной электроэнергии по восьми тарифам.
- 2) Учет реактивной индуктивной и реактивной емкостной энергии, пофазно, суммарно.
- 3) Измерения: действующего напряжения фазного и линейного, пофазно; частоты питающей сети; коэффициента н/л искажений кривой фазных напряжений; коэффициента н/л искажений кривой линейных напряжений; коэффициента н/л искажений кривой фазных токов; напряжения прямой последовательности; тока нулевой последовательности; удельные потери энергии в цепи тока, пофазно, суммарно; коэффициента несимметрии напряжений по обратной и по нулевой последовательностям; коэффициента реактивной мощности цепи ( $\text{tg}\varphi$ ), пофазно, суммарно; коэффициента несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности; значения полной, активной (по модулю) и реактивной мощности, пофазно, суммарно; реактивной индуктивной и реактивной емкостной мощности, пофазно, суммарно; коэффициента мощности ( $\text{cos}\varphi$ ), пофазно, суммарно; температуры внутри корпуса.



4) Ведение месячного, суточного журнала. Состав журнала: активная электроэнергия по 8-ми тарифам; значение пиковой мощности с фиксацией времени пика; значение прямой и обратной реактивной энергии.

5) Ведение журнала: включений/выключений; коррекций; параметров качества электроэнергии; профилей нагрузки; провала напряжений; событий по tgφ;

6) Передачу результатов измерений по радиоканалу и по силовой сети. Схема монтажа ПУ на опоре ВЛ показана на рисунке 26.

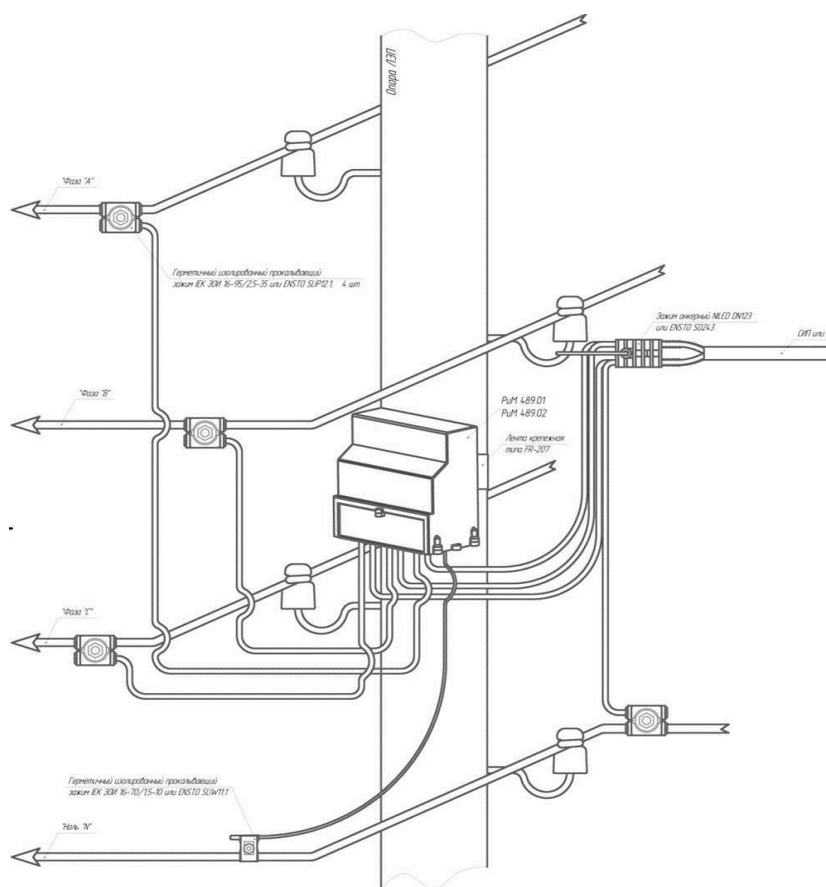


Рисунок 26 – Схема монтажа РИМ 489.0х на опоре ВЛ

## II. Счетчики «Энергомера» [37]:

1. Счетчик «Энергомера» электроэнергии однофазный SE208 предназначен для измерения активной и реактивной энергии в однофазных цепях переменного тока, организации многотарифного учета электроэнергии, ведения массивов профиля мощности с программируемым временем интегрирования, измерения параметров однофазной сети. Счетчик может использоваться в автоматизированных информационных измерительных

системах коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии. Счетчик представлен на рисунке 27. Конструктивно счетчик разделен на две части: измерительный блок и индикаторное устройство.



Рисунок 27– CE208-C2

Измерительные блоки выполняют всю функциональность многотарифного счетчика, за исключением индикации показаний, и передачу информационных данных по радио интерфейсу для автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ (АСКУЭ), устанавливаются без дополнительной защиты от влияния окружающей среды, вблизи опоры линии электропередачи на отводящих к потребителю силовых проводах. Индикаторные устройства используются для просмотра потребителем показаний с измерительных блоков, снабжены шнурами с вилками для включения в силовую сеть внутри помещений. Схема монтажа ПУ на опоре ВЛ показана на рисунке 28.

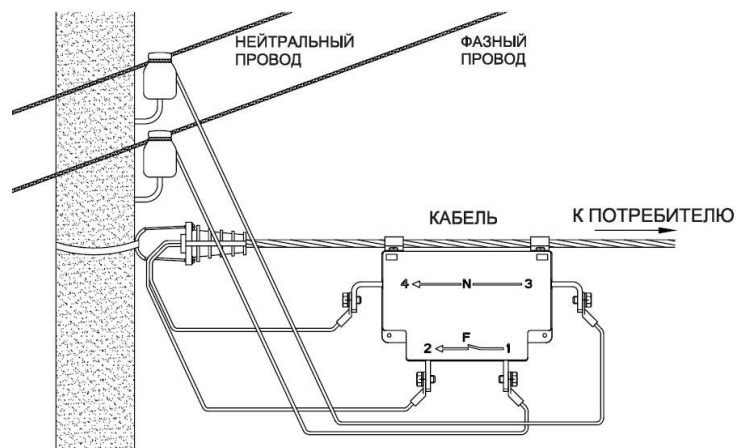


Рисунок 28 – Схема монтажа СЕ208-С2 на опоре ВЛ

Измерительный блок счетчика имеет интерфейсы: PLC-интерфейс для связи с индикаторным устройством счетчиков, оптический порт для локального съема показаний, радиointерфейс для съема показаний АСКУЭ, для передачи измеренных или вычисленных параметров на диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии.

Счетчик ведет учет потребления или потребления и отпуска активной электрической энергии суммарно и по действующим тарифам в соответствии с сезонными недельными расписаниями и суточными программами смены тарифных зон (тарифными программами). Сезонное недельное расписание может предусматривать различные суточные тарифные программы для различных дней недели. В счетчике также предусматривается назначение тарифных программ для исключительных (особых) дней, а также, в зависимости от исполнения, назначение тарифов или тарифных программ по заданным событиям.

Счетчики в зависимости от исполнения обеспечивают учет, фиксацию и хранение, измерение, а также выдачу на ЖК-дисплей и по интерфейсам:

- количества только потребленной или потребленной и отпущенной активной электроэнергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам;
- количества потребленной и отпущенной реактивной электроэнергии нарастающим итогом;

- архивов показаний учитываемых видов энергии, зафиксированных при смене суток, месяцев, лет.

Нормативно-правовое обеспечение: соответствует ГОСТ 31818.11-2012 в части измерения активной энергии; соответствует ГОСТ 31819.21-2012 в части измерения реактивной энергии; соответствует ГОСТ 31819.23-2012; сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ.

Функциональные возможности:

- Измерение активной и реактивной энергии в однофазных цепях переменного тока в прямом и обратном направлении.

- Счетчик ведет учет по четырем тарифам.

- Счетчик позволяет задать до 8 различных суточных расписаний переключений тарифов и до 8 сезонных программ.

- Счетчик позволяет задать до 20 исключительных дней (праздничных и перенесенных), тарификация в которых отличается от тарификации, принятой в сезонной программе.

- Счетчик ведет архивы тарифицированной (до 4 тарифов) и суммарной учтенной активной энергии.

- Хранение графиков нагрузки 30 (60) мин в течении 93 (186) суток.

- Два измерительных элемента по фазной и нулевой цепи.

- Встроенное реле управления нагрузкой на 80А.

- Контроль лимитов потребления с возможностью отключения встроенного реле при превышении.

- Встроенные модули связи PLC и RF, для обмена с индикаторным устройством и использования в составе системы учета.

- Возможность использования для локального учета и в системе АИИС КУЭ.

В таблице 11 приведены основные технические параметры СЕ208.

Таблица 11 – Технические параметры СЕ208

Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	0,5/1,0
Номинальное напряжение, В	230
Базовый (максимальный) ток, А	5 (60)
Стартовый ток (чувствительность), мА	10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	4
Время усреднения профилей нагрузки, мин	3, 5, 10, 15, 30, 60
Глубина хранения суточных энергий, сутки	128
Количество датчиков тока, шт	3
Диапазон рабочих температур, °С	от - 45 до +70

2. Счетчик «Энергомера» электроэнергии трехфазный СЕ308-С36 DLP - счетчик прямого включения предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии в прямом (потребляемом) и обратном (генерируемом) направлениях, в трехфазных четырехпроводных цепях переменного тока. Для наружной установки, может использоваться без дополнительной защиты от окружающей среды и устанавливаться на опоре линии электропередачи или фасаде здания. Предназначен для автономной работы или в составе АИИС КУЭ для однотарифного и многотарифного учета электрической энергии в коммунальной энергетике, с возможностью отключения нагрузки потребителя, с передачей накопленной информации через беспроводную сеть, PLC-интерфейс, а также через оптический интерфейс и устройство считывания счетчиков (удаленный дисплей). Исполнение СЕ308-С36 DLP представлено на рисунке 29.

Нормативно-правовое обеспечение: соответствует ГОСТ 31818.11-2012; соответствует ГОСТ 31819.21-2012; соответствует ГОСТ 31819.23-2012; сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ; соответствует требованиям технического регламента Таможенного Союза (маркирован единым знаком обращения продукции на рынке ТС).



Рисунок 29 – Счетчик CE308-C36 DLP

Характеристики надежности:

- Средняя наработка на отказ - 220000 часов.
- Межповерочный интервал - 16 лет.
- Средний срок службы - 30 лет.

Особенности счетчика:

1) Установка счетчика на опоре без дополнительной защиты.

2) Наличие каналов связи:

- оптический интерфейс, предназначенный для локального считывания данных;

- радиointерфейс 434 МГц - предназначен для работы счетчика в система АСКУЭ;

- радиointерфейс 868 МГц - предназначен для обмена данным с устройством считывания счетчиков CE901 RUP-02;

- PLC - предназначен для обмена данным с устройством считывания счетчиков CE901 RUP-02.

3) Встроенное реле управления нагрузкой потребителя.

4) Устройство считывания счетчиков CE901 RUP-02.

5) Контроль вскрытия крышки зажимов и кожуха.

6) Контроль воздействий магнитным полем.

Схема монтажа ПУ на опоре ВЛ показана на рисунке 30.

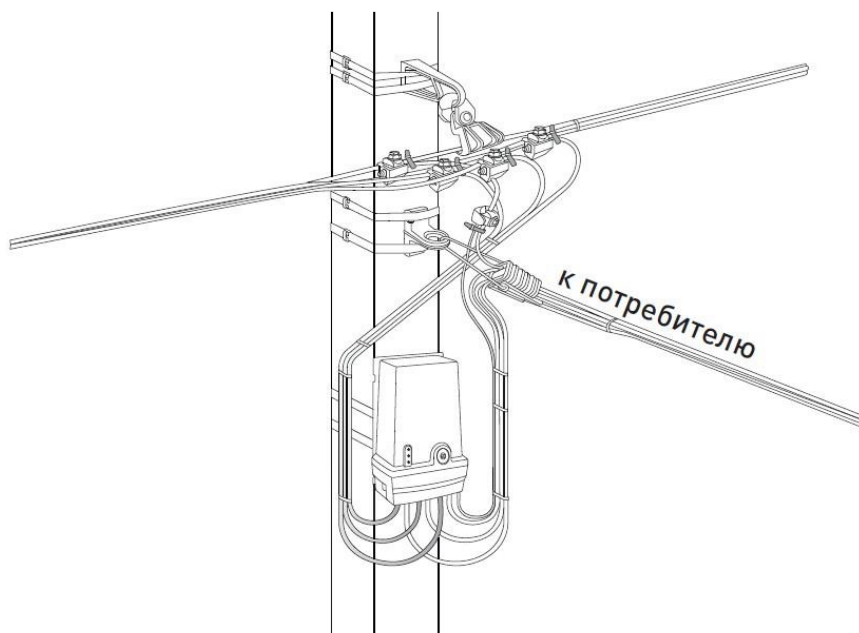


Рисунок 30 – Схема монтажа CE308-C36 DLP на опоре ВЛ

Функциональные возможности:

- Многотарифный учет электроэнергии.
- Измерение параметров сети: частоты; фазных токов; фазных напряжений; углов между током и напряжением по фазам; коэффициентов мощности по фазам и трехфазного; активной мощности по фазам и суммарно; реактивной мощности по фазам и суммарно; полной мощности по фазам и суммарно.
- Контроль лимитов полной, активной, реактивной мощности, фазных напряжений, фазных токов, частоты сети, чередования фаз, обрыва фазных и нулевого проводов.
- Ведение профилей активной и реактивной энергии, с возможностью настройки времени усреднения;
- Контроль вскрытия крышки зажимов и кожуха.
- Контроль воздействия магнитным полем.
- Самодиагностика.
- Защита информации.
- Отключение нагрузки по отклонению частоты сети, напряжения на каждой фазе, превышению допустимого тока на каждой фазе, по превышению лимита активной потребляемой мощности, или прямое через интерфейс.

Технические параметры счетчика СЕ308-С36 DLP представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Технические параметры СЕ308-С36 DLP

Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	0,2/0,2
Номинальное напряжение, В	3х230/400
Базовый (максимальный) ток, А	5 (100)
Стартовый ток (чувствительность), мА	10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	4
Время усреднения профилей нагрузки, мин	1, 3, 5, 10, 15, 30, 60
Глубина хранения профиля (при времени усреднения 60 мин.), сутки	360
Количество датчиков тока, шт	3
Диапазон рабочих температур, °С	от - 40 до +70

### 3. Измерительные трансформаторы.

Трансформаторы тока соответствуют требованиям ГОСТ 7746-2001, внесены в Госреестр средств измерений и имеют соответствующие Сертификаты утверждения типа средств измерений.

Трансформаторы напряжения соответствуют требованиям ГОСТ 1983-2001, внесены в Госреестр средств измерений и имеют соответствующие Сертификаты утверждения типа средств измерений.

Для перевода системы учета на Волковском участке на ПС возможно не требуется замены существующих измерительных трансформаторов тока и напряжения.

4. Выбранное оборудование и его установка предусматривает защиту от воздействия электромагнитных полей, механических повреждений и несанкционированного доступа.

5. Количество необходимых контроллеров определим исходя из необходимости их установке по одному на каждой ПС и ТП

Потребность приборов учета обусловлена количеством точек коммерческого и технического учета. В расчете приняты точки поставок электроэнергии от ПС Владимировка и Волково, а также РП Усть-Ивановка и



Грибское. Информация о необходимом количестве, учитывая данные таблиц 1 и 2 по количеству точек поставки на разном напряжении, приведена ниже в таблице 13. Стоимость оборудования определена по актуальным прайс-листам заводов-изготовителей и поставщиков по состоянию на 01 января 2020 года.

Таблица 13 – Потребность приборов учета для установки на Волковском участке

Оборудование	Количество, шт.	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Однофазный прибор учета	3790	9015	34 166 850
Трехфазный прибор учета	415	24280	10 076 200
Контроллер SM-160-02m на 100 каналов	198	62340	12 343 320
Итого			56 586 370

На модернизацию системы учета на Волковском участке с заменой счетчиков на интеллектуальные потребуется порядка 56,6 млн.руб.

#### **4.3. Организация работ по переводу учета электроэнергии в интеллектуальный учет**

Структурная схема создания на Волковском участке электрических сетей представлена на рисунке 31. Работы по переводу учета на интеллектуальный производятся в рамках исполнения производственных программ АО «ДРСК» в определенном внутренними нормативными документами порядке. Работы могут выполняться как хозяйственным, такт подрядным способом. При выполнении работ подрядным способом разработка проектов производства работ выполняется подрядной организацией и согласовывается с АО «ДРСК». Оптимальным с точки зрения снижения потерь будет выполнение работ по объектному распределению по фидеру, ТП или ПС. Только полностью завершённые работы по установке приборов учета и оборудования для сбора и передачи данных на отдельно

взятых фидерам, ТП, ПС позволят обеспечить полноценный контроль за потреблением электроэнергии и автоматическую передачу данных с приборов учета и устройств ТМ.

С целью максимально возможного предотвращения хищений электроэнергии рекомендуется к установке на ответвлениях от ВЛ приборов учета с разнесенной архитектурой при нахождении границы балансовой принадлежности в месте присоединения ответвления к ВЛ и приборов учета классического исполнения при нахождении границы непосредственно на ТП, ПС.

#### **4.4. Ожидаемый эффект от интеллектуализации системы учета электроэнергии в распределительных сетях Волковского участка**

Экономический эффект от внедрения АИИС КУЭ достигается за счет:

- перехода на расчет по дифференцированным тарифам времени суток;
- расчета небаланса по всем цепям доставки электроэнергии в распределительных сетях 6 -10/0,4 кВ;
- обнаружения и локализации потерь электроэнергии;
- повышения класса точности и чувствительности счетчиков электроэнергии;
- своевременного выявления хищений электроэнергии;
- отсутствия искажений при снятии показаний электросчетчиков за счёт исключения человеческого фактора;
- обеспечения «прозрачности» процесса распределения электроэнергии;
- оперативное использование данных по электропотреблению в процессе принятия решения по закупке электроэнергии;
- сокращения количества ручных снятий показаний контроллерами;
- снижения объема разногласий по объемам услуг по передаче электроэнергии.

Ожидаемый экономический эффект от внедрения на Волковском участке интеллектуальной системы коммерческого учета электрической энергии выполним по методике простого (статистического) метода [38].

За 2019 год согласно таблице 8 сверхнормативные потери в сетях Волковского участка составили 10601 тыс. кВт.ч или 14,4%.

Внедрение интеллектуальной системы позволит обеспечить полный контроль за потреблением электрической энергии, состоянием приборов учета и, как следствие, приведет к снижению сверхнормативных потерь, связанных с различными схемами хищений.

Учитывая, что фактический эффект возможно оценить только после установки всех приборов учета и проведения расчета баланса сети, для оценки ожидаемого эффекта примем за сценарное условие снижение всех сверхнормативных потерь на 80%, согласно сложившейся практике [39], т.е. – 8480,8 тыс. кВт.ч.

Как правило, при пресечении возможности хищений, учитывая потребность в электроэнергии, которая ранее потреблялась в обход приборов учета, в сети наблюдается рост полезного отпуска, который оценочно составляет 10 % от всех сверхнормативных потерь, т.е. 1060 тыс. кВт.ч.

При среднем тарифе на покупку потерь электроэнергии за 2020 г. - 2,5106 руб./кВт.ч, среднеотпускном тарифе на передачу электроэнергии – 1,772 руб./кВт.ч дополнительная прибыль от снижения сверхнормативных потерь за счет модернизации приборов учета с заменой на интеллектуальные составит 21 291 896 руб., от увеличения полезного отпуска – 1 878 320 руб. Суммарная прибыль 23 170 216 руб.

Таким образом, делаем вывод, что применение интеллектуальных ПУ с возможностью автоматизированного съема показаний, является эффективным способом снижения уровня сверхнормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях Волковского участка и имеет свою экономическую выгоду, со сроком окупаемости в 2,4 года.

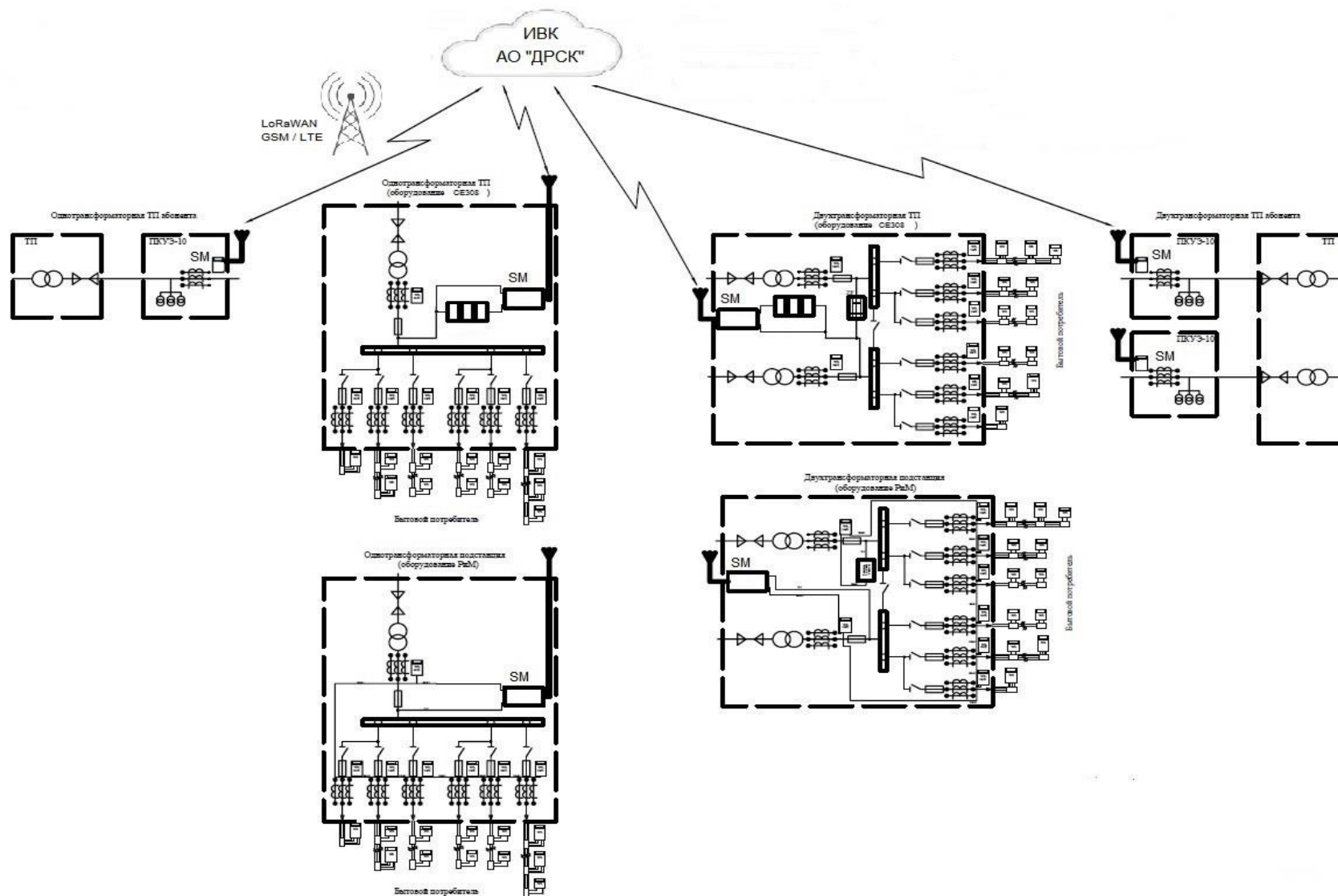


Рисунок 31– Структурная схема организации интеллектуального учета электрической энергии

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализов схемы энергоснабжения, организации существующей системы учета на Волковском участке электрических сетей Благовещенского РЭС АО «ДРСК» и энергетических балансов за 2018 и 2019 года установлено преобладающее количество бытовых потребителей 98,4 % на низком напряжении 0,4 кВ и выявлен высокий уровень сверхнормативных потерь 15,2% и 14,4% соответственно по годам рассмотрения. Последнее свидетельствует о наличии значительного безучётного потребления энергии, как за счет хищений, так и при использовании бытовыми потребителями традиционных счетчиков с низким классом точности.

Проведено обоснование необходимости использования интеллектуальных методов анализа данных поступающих в системы АИИС КУЭ для выявления точек возникновения сверхнормативных потерь электроэнергии и последующего их устранения.

Вступление в силу с 01.07.2020 г. положений Федерального закона РФ №522-ФЗ от 27.12.2018 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации, в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» придаст импульс к обеспечению коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках за счет установки интеллектуальных приборов учета. Установка новых приборов учета позволит обеспечить наблюдаемость и практически исключит хищение электроэнергии, а значит, повысит надежность и качество электроснабжения потребителей.

В работе проведен анализ современных технологий в концепции «умных» сетей - Smart Grid. Измерительные приборы и устройства, технологии считывания и измерения являются одной из ключевых технологических областей и важным компонентом современной энергетической системы на базе концепции Smart Grid и активное внедрение на новых и реконструируемых точках измерения «умных» электросчетчиков,

оснащенных функцией удаленного управления на основе беспроводных технологий будут актуальными на протяжении нескольких ближайших лет.

Для модернизации существующей системы учета на Волковском участке электрических сетей предложен перевод на интеллектуальную платформу в соответствии с технической политикой ПАО «РусГидро» и выполнен выбор технических средств и технологий для реализации системы интеллектуального учета электроэнергии. Основой в предложенной модели АИИС КУЭ в качестве ИВК является программное обеспечение облачного сервиса ИИС «Пирамида», применяемое в АО «ДРСК». В качестве УСПД выбран интеллектуальный контроллер SM-160-02m производства АО ГК «СиТ», поддерживающий практически большинство отечественных интеллектуальных приборов учета. Для замены существующих приборов учета на рассматриваемом участке сетей предложены интеллектуальные приборы марок «РиМ» ЗАО «Радио и Микроэлектроника» и «Энергомера» АО «Концерн «Энергомера». Ожидаемый эффект от интеллектуализации системы учета электроэнергии в распределительных сетях Волковского участка за счет значительного снижения уровня сверхнормативных потерь электроэнергии имеет существенную экономическую выгоду, со сроком окупаемости в 2,4 года.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреева, Л.В. Коммерческий учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках / Л. В. Андреева, Л. К. Осика, В. В. Тубинис; под общ. ред. Л. К. Осики. — М.: АВОК-ПРЕСС, 2010. —384 с.
2. ГОСТ Р 52320-2005 (МЭК 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии; М.: Стандартиформ, 2005. – 37 с.
3. Правила устройства электроустановок: 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. – 610 с.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - Москва: РГГУ, 2015. - 256 с.
5. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. РД 34.11.333-97. Москва: АО ВНИИЭ, 1997 г. -45 с.
6. Осика Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничных рынках. Теория и практические рекомендации. – СПб.: Политехника, 2006. – 360 с.
7. Роцин В.А. Схемы включения счётчиков электрической энергии. Производственно-практическое пособие. -М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2007 -112 с.
8. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 30.04.2020) "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"). - Москва: Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, -410 с.

9. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 2002, -31 с.
10. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия (с Поправкой). М.: ИПК Издательство стандартов, 2002
11. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с Изменением N 1) РД 34.09.101-94. Москва: ЭНАС, 2017 г. -48 с.
12. Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении РД 34.11.325-90. - Москва: АО ВНИИЭ, 1990 г. -15 с.
13. Инструкция по нормированию, анализу и снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций. [Электронный ресурс]. - Москва, ВНИИЭ, 2002. - Режим доступа: <https://book.cc/book/3075728/538b20>
14. Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 19-24.
15. Савина Н.В. Комплексный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях напряжением 10-35 кВ на примере Амурской области. / Савина Н.В., Барабаш Д.А. // Вестник ИрГТУ. - 2010. - №4. - С. 166-173
16. Красник В. В. 102 способа хищения электроэнергии. [Электронный ресурс].- М. : ЭНАС, 2011. -160с. - Режим доступа: <https://www.litres.ru/valentin-krasnik/102-sposoba-hischeniya-elektroenergii/>
17. Сенько В.В. Автоматизированные системы коммерческого учёта электроэнергии: учеб. пособие / В.В. Сенько. – Изд. 2-е. – Тольятти: ТГУ, 2011. – 48 с.
18. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об электроэнергетике" // Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, N 13, ст. 117.



19. Федеральный закон от 23.11.2009 261-ФЗ (с изменениями на 26 июля 2019 года) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты «Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 48, ст. 5711.
20. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. №861 «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 администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» // Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 52, ст. 5525.
21. Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии // Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 23, ст. 3008.
22. Федеральный закон от 27.12.2018 г. № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации // Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, N 53, ст. 8448.
23. Постановлением Правительства РФ от 18.04.2020 № 554 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования организации учета электрической энергии» // Собрание законодательства Российской Федерации, 2020, N 17, ст. 2795.

24. Едзиева З.Т. Автоматизация системы контроля и учета электроэнергии // Новая наука: Теоретический и практический взгляд. 2017. № 4. С. 13-16.
25. Ожегов А.Н. Системы АСКУЭ: учеб. пособие / Ожегов А.Н. - Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. - 102 с.
26. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / под ред. Вайнзихера Б.Ф. - М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. - 352 с.
27. Кобец Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. / Кобец Б. Б., Волкова И. О. - М.: ИАЦ Энергия, 2010. - 208 с.
28. Цифровая трансформация «Россетей» за 1,3 трлн рублей. Разбор основных положений программы. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Россети:\\_Цифровая\\_трансформация\\_2030\\_Основные\\_положения\\_и\\_параметры.](https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Россети:_Цифровая_трансформация_2030_Основные_положения_и_параметры.)
29. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. / Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. - М.: НЦЭНАС, 2004. - 280 с. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://t-library.ru/read.php?id=5424>
30. Паздерин А. В. Способы повышения достоверности измерительной информации систем учета электрической энергии / А. В. Паздерин // Изв. вузов. Проблемы энергетики. - 2004. - № 11–12. - С. 79-87.
31. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Smart Grid за рубежом как концепция инновационного развития электроэнергетики / Кобец Б. Б., Волкова И. О. // Энергоэксперт. - 2010.- № 2.- С. 24–30.
32. Гаврилович, Е. В. «Умные сети» Smart Grid — перспективное будущее энергетической отрасли России / Е. В. Гаврилович, Д. И. Данилов, Д. Ю. Шевченко. // Молодой ученый. - 2016. - № 28.2 (132.2). - С. 55-59. - [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/132/36972/>
33. Ледин С. С. «Концепция «электроэнергия — товар» как катализатор развития Smart Grid» / Ледин С. С. // Автоматизация в промышленности. – 2012 - № 4 - С.23-26

34. Концепция цифровой трансформации 2030 ПАО «Россети».  
[Электронный ресурс]: офиц. сайт ПАО «Россети». Режим доступа:  
[https://www.rosseti.ru/investment/Kontseptsiya\\_Tsifrovaya\\_transformatsiya\\_2030.pdf](https://www.rosseti.ru/investment/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf). - 23.10.2019.
35. Устройства сбора и передачи данных: Интеллектуальные контроллеры SM160-02, SM160-02M. [Электронный ресурс]: офиц. сайт АО ГК «Системы и Технологии». Режим доступа:  
<http://www.sicon.ru/prod/oborud/?base=6&news=4>
36. Счетчики электрической энергии производства АО "РиМ".  
[Электронный ресурс]: офиц. сайт АО «Радио и Микроэлектроника». Режим доступа: [https://www.ao-rim.ru/cat\\_cntrs](https://www.ao-rim.ru/cat_cntrs)
37. Счетчики электрической энергии «Энергомера». [Электронный ресурс]: офиц. сайт АО «Концерн Энергомера». Режим доступа:  
<http://www.energomera.ru/ru/products/meters>
38. Староверова Г.С. Экономическая оценка инвестиций: учебное пособие/ Г.С. Староверова, А.Ю. Медведев, И.В. Сорокина. – М.: КНОРУС, 2006. – 312с.
39. В.Э. Воротницкий В.Э. Снижение потерь электроэнергии. Стратегический путь повышения энергетической эффективности сетей. / Воротницкий В.Е., Овсейчук В.А., Кутовой Г.П. //Новости электротехники - 2015. - №4(94). Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2015/94/03.php>