

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1.	Преобразователи термозлектрические	ТХАс-2088, ТХКс-2088е	22070536; 22070537; 22070538; 22070539	15635-09	-	-	ГОСТ 8.338-2002	с НСХ: ГОСТ 8.338-2002; с ИСХ: МП-535/08-2022	-	12.08.2022	Общество с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма «Сенсорика» (ООО НПФ «Сенсорика»), г. Екатеринбург	ООО «ПРОМ МАШ ТЕСТ», г. Москва
2.	Измерители-регуляторы	PMS	исп. PMS-100-R зав. № 13-900/1008, исп. PMS-920 зав. № 05195431, исп. PMS-970T зав. № 12200877 OW, исп. PMS-970P	39515-08	-	-	МИ 2539-99	-	-	11.05.2022	Общество с ограниченной ответственностью «АПЛИСЕНС» (ООО «АПЛИСЕНС», Московская обл., г. Старая Кулава	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва

5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС»	-	112	47960-11	-	-	МП 1030/446-2011 с Изменением №1	-	-	05.08.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»), г. Иваново	ООО «ЭнергоПром Ресурс», Московская обл., г. Красногорск
6.	Расходомеры многофазные	Vx Spectra	Vx Spectra 65R модификация «Снегирь» - зав. № 6003A, Vx Spectra 88R модификация «Снегирь» – зав. № VXFМ-С #82, Vx Spectra 88R – зав. №2107	60560-15	-	-	МП 0212-9-2014 с изменением №1	-	-	06.05.2022	Филиал общества с ограниченной ответственностью «Технологическая компания Шлюмберже» (Филиал ООО «Технологическая компания Шлюмберже»), г. Новосибирск	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
7.	Уровнемеры микроволновые	Microplot FMR10, Microplot FMR20	исполнение FMR20-GRPBMWDE WFE2 – зав. № SA00C20117A, исполнение FMR20-IARCNDDEX R02 – зав. № SA00C30117A	66883-17	-	-	МП 208-002-2017 с изменением №1	-	-	14.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Эндресс-Хаузер» (ООО «Эндресс-Хаузер»), г. Москва	ООО «ПРОМ-МАШ ТЕСТ», г. Москва
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РП 220 кВ Волгодонск	-	АУВП.411711.ФСК.062.01	69336-17	-	РГ-МП-4682-500-2017	-	РГ-МП-796-500-2022	-	30.09.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПримаЭнерго» (АО «ГК «Ока»)	-	464-37	72293-18	-	-	МП 032-2018	-	-	09.09.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика» (ООО «Стройэнергетика»), г. Москва	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
10	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Тандер» (25-я очередь)	-	001	74882-19	-	-	РТ-МП-5792-550-2019	-	-	13.09.2022	Акционерное общество «Тандер» (АО «Тандер»), г. Краснодар	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва
11	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Няганской ГРЭС филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»	-	001	75334-19	-	МП 3-2019	-	МП-312601-0075.22	-	15.09.2022	Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»), г. Москва	ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», г. Магнитогорск
12	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Уватнефтегаз»	-	050	81017-21	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Уватнефтегаз» (ООО «РН-Уватнефтегаз»), г. Тюмень	-	МП ЭПР-314-2020	-	-	17.08.2022	Общество с ограниченной ответственностью "РН-Уватнефтегаз" (ООО "РН-Уватнефтегаз"), г. Тюмень	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 60560-15

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазные Vx Spectra

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные Vx Spectra (далее – расходомеры) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы скважинной жидкости, нефти и воды, а так же объемного расхода и объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной или газоконденсатной смеси без предварительной сепарации многофазного потока, для измерения объемного расхода и объема природного и попутного нефтяного газа при добыче, подготовке и транспортировке газа, для измерений массового расхода и массы брутто и нетто нефти при ее подготовке и транспортировке.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на использовании комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объемный расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти (или конденсата), газа и воды. Характерной особенностью данной модели расходомеров является анализ полного спектра излучения при определении фракционного состава. Общий вид расходомеров приведен на рисунке 1.

Расходомеры состоят из следующих основных элементов: труба Вентури, измерительный преобразователь давления, температуры и перепада давления, гамма-источник с защитой от несанкционированного доступа и гамма-детектор, вычислительный компьютер с защитой от несанкционированного доступа к данным и настройке оборудования. Опционально расходомеры могут быть оснащены измерителем солености, диэлектрической проницаемости и проводимости воды в многофазном потоке AquaWatcher.

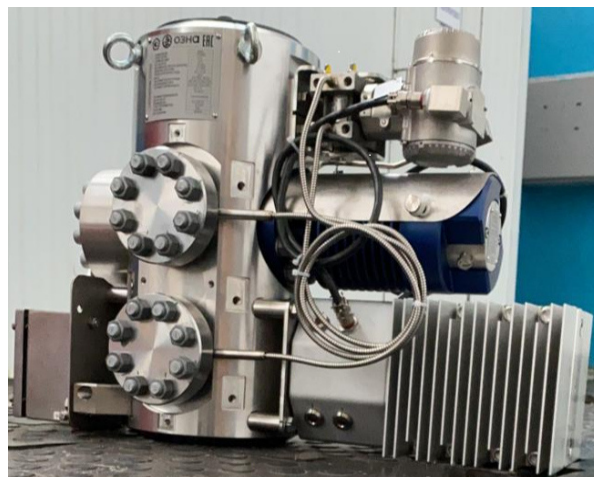
Вычислительный компьютер расходомеров производит расчет расхода фаз смеси (нефти, газа и воды) на основе специально разработанной комплексной (гидродинамической, термодинамической и ядерной) физической модели, учитывающей особенности многофазного потока, включая присущую ему нестабильность.

Для регистрации накопленных за определенный интервал времени значений массы сырой нефти, нефти и воды, а также объема газа расходомеры имеют функцию измерения интервалов времени.

Заводской номер расходомера указывается в паспорте типографским способом и на маркировочной табличке методом лазерной маркировки или аппликацией. Формат нанесения заводского номера – буквенно-числовой. Маркировочная табличка закрепляется на наружной поверхности расходомера.



а)



б)



в)

Рисунок 1 - Общий вид расходомеров а, б) Vx Spectra и в) Vx Spectra Снегирь

Корпус радиоактивного источника и гамма-детектора с целью защиты от несанкционированного доступа, дополнительно оснащены противовзломными устройствами с замком (рисунок 2).

Для предотвращения и выявления несанкционированного доступа применяются пломбы на основе краски или индикаторные пломбировочные наклейки на метрологически значимых элементах расходомера или на элементах, предотвращающих доступ к контрольно-измерительным приборам. Как правило, пломбы красного или желтого цвета.

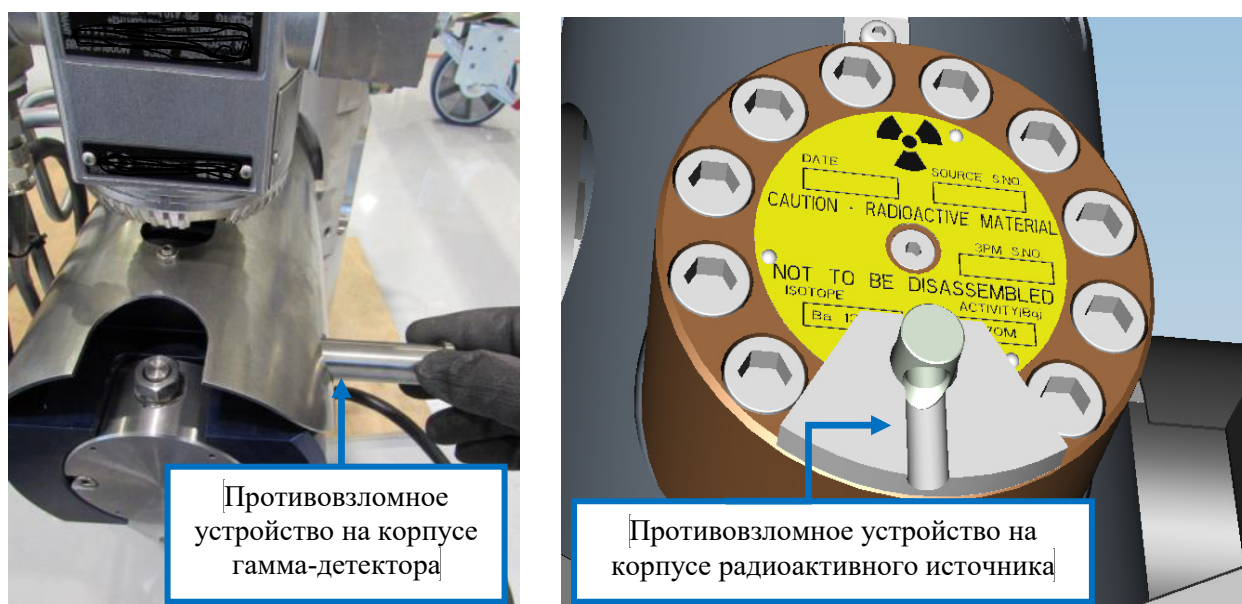


Рисунок 2 – Расположение противовзломных устройств в моделях Vx Spectra

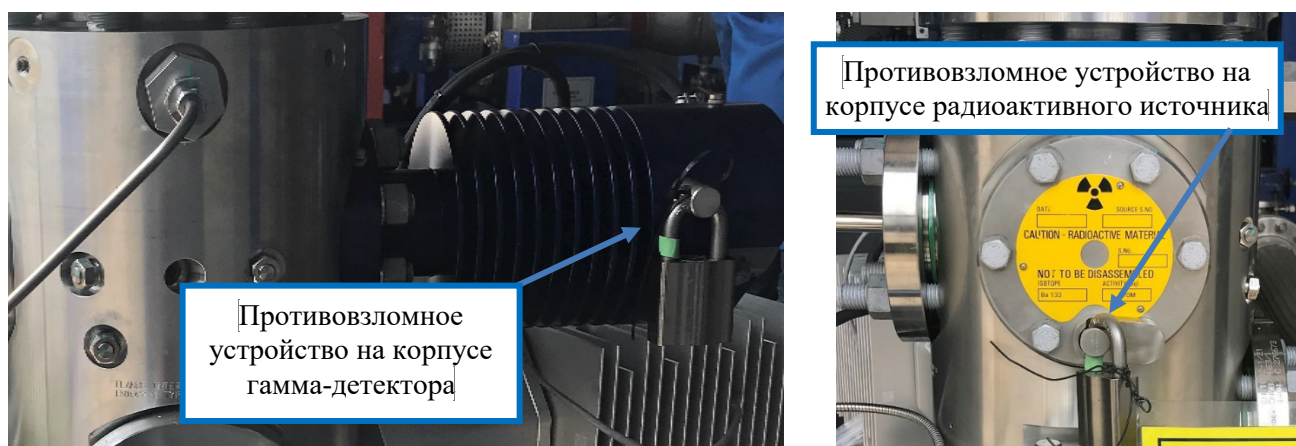


Рисунок 3 – Расположение противовзломных устройств в моделях Vx Spectra Снегирь

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) расходомеров состоит из двух основных частей: программного обеспечения DAFC (вычислительного компьютера) или SAFC (вычислительный компьютер, устанавливаемый в удаленной невзрывоопасной зоне) и программного обеспечения PC (обслуживающего компьютера).

Программное обеспечение DAFC или SAFC (метрологически значимое ПО).

Программное обеспечение DAFC или SAFC обеспечивает сбор данных от гамма-детектора и многопараметрического датчика, расчеты по математической модели расходомеров и ответы на запросы PC через коммуникационный протокол Modbus.

Обработанные данные о потоке обновляются каждые 10 секунд (предварительные данные поступают каждую секунду) и хранятся в DAFC или SAFC, готовые для считывания обслуживающим компьютером через Ethernet TCP/IP Modbus или RS485 Modbus.

К данным, которые могут быть получены через Modbus, относятся:

- 1) фазовые концентрации при рабочих условиях;
- 2) мгновенные и средние значения общего массового расхода, объемного и массового расходов воды, нефти и газа в рабочих и стандартных условиях;
- 3) мгновенные и средние значения отношения вода/жидкость (WLR), объемной доли газа в рабочих условиях (GVF), газового фактора (GOR), содержания воды и осажденных примесей (BSW);
- 4) накопленные значения массы и объема нефти, воды и газа.

Программное обеспечение РС (метрологически незначимое ПО).

Обслуживающий компьютер соединен с DAFC или SAFC, что позволяет оператору получать данные от DAFC или SAFC. Обслуживающий компьютер выполняет следующие основные функции:

- обеспечивает пользователю интерфейс с расходомером в процессе настройки и рабочих измерений;
- связь по Modbus протоколу с многопараметрическим датчиком;
- поиск и представление измеренных и рассчитанных величин из DAFC или SAFC;
- хранение базовых параметров и конфигурации;
- хранение данных;
- наглядное представление результатов мониторинга потока и анализа тенденций.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	DAFC МК4 или SAFC МК4
Номер версии (идентификационный номер)	Не ниже 4.5
Цифровой идентификатор ПО	Не применяется

Недопустимое влияние на метрологически значимое ПО расходомеров через каналы связи отсутствует. Программное обеспечение расходомеров не оказывает влияния на метрологические характеристики расходомеров.

Защита программного обеспечения расходомеров от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики расходомеров приведены в таблице 2. Основные технические характеристики расходомеров и параметры измеряемой среды приведены в таблице 3.

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики расходомеров.

Наименование характеристики	Значение
Массовый расход жидкости в составе многофазного потока, т/ч*, не более	662,4
Объемный расход газа в рабочих условиях в составе многофазного потока, м³/ч*, не более	2950,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (жидкости в составе многофазного потока), %	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, в составе многофазного потока, %:	±5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды и попутного нефтяного газа, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 80 % - от 80 до 95 % - свыше 95 %	± 6,0 ± 15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода газожидкостной смеси, %	±1,0
Пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %, в диапазоне содержания объемной доли газа от 0 до 100 %	±1,0
Примечание: *приведено максимальное для всей линейки расходомеров значение измерений. За более подробной информацией следует обращаться в службу поддержки производителя.	

Т а б л и ц а 3. Основные технические характеристики расходомеров и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение	
Рабочая среда	Нефтегазоводяная или газоконденсатная смесь, нефть, сырая нефть, попутный газ, природный газ	
Модификация	Vx Spectra	Vx Spectra Снегирь
Типоразмеры	Vx 19; Vx 29; Vx 40; Vx 65; Vx 88	Vx 19R, Vx 29R, Vx 40R, Vx 65R; Vx 88R
Объемное содержание воды в потоке (WLR), %:	от 0 до 100 включ.	
Объемное содержание свободного газа в потоке (GVF), %:	от 0 до 100 включ.	
Давление рабочей среды, МПа, не более	34,5	6,3
Температура рабочей среды, °С	от -46 до +121	от -40 до +90
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +85	от -40 до +45

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение	
Вязкость дегазированной жидкой фазы, мПа·с	от 0,1 до 30000 ^{1, 2)}	от 0,1 до 30000 ^{1, 2)}
Потребляемая мощность, Вт	30	
Напряжение питания постоянного тока, В	24	
Средняя наработка на отказ, ч	131400	
Срок службы, лет, не менее	35 ³⁾	
Примечания:		
1) Рекомендуемый диапазон значений вязкости жидкости в рабочих условиях не более 2000 мПа·с.		
2) Возможно измерение жидкости более высокой вязкости, при условии проведения специальной калибровки;		
3) Срок службы может быть увеличен при регулярном техническом обслуживании.		

Знак утверждения типа

наносится на металлическую табличку, укрепленную на корпусе расходомера, методом лазерной маркировки или аппликацией, и/или типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки расходомера соответствует таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Комплектность поставки расходомера.

Наименование	Обозначение
Расходомер	-
Источник гамма - излучения	-
Программное обеспечение	-
Расходомеры многофазные Vx Spectra. Руководство по эксплуатации.	УМ.00.00.00.001 РЭ
Паспорт	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах «Описание и работа Vx Spectra», «Процедура реперных измерений для пустой трубы Vx Spectra», «Процедура определения массовых коэффициентов затуханий Vx Spectra» документа УМ.00.00.00.001 РЭ «Расходомеры многофазные Vx Spectra. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;
 ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков;
 ПНСТ 360-2019 ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;

ТУ 4213-010-64156863-2015 Расходомеры многофазные технологии Vx Spectra.
Технические условия;
Техническая документация фирмы «Schlumberger Oilfield (S) Pte Ltd», Сингапур.

Изготовители

Фирма «Schlumberger Oilfield (S) Pte Ltd», Сингапур
Адрес: 1 Phillip street #03-01, 048692, Сингапур
Тел.: +65 6335 7000

Акционерное общество «ОЗНА-Измерительные системы»
(АО «ОЗНА – Измерительные системы»)
ИНН 0265037983

Адрес: 452607, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул.
Северная, д. 60
Тел.: +7 (34767) 9 50 10

Акционерное общество «Тюменский Опытнo-Экспериментальный Завод Геофизическо-
го Приборостроения»
(АО «ТОЭЗ ГП»)
ИНН 7202077834
Адрес: 625031, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Дружбы, д. 124
Тел.: +7 (3452) 47 16 57

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федераль-
ного государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП
«ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
ИНН 7809022120
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 39515-08

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители-регуляторы PMS

Назначение средства измерений

Измерители-регуляторы PMS (далее - измерители) предназначены для работы с преобразователями, имеющими унифицированный выходной сигнал по току, напряжению или сопротивлению.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на непрерывном измерении значений физических величин (давление, расход, температура и т.п.), преобразованных стандартными преобразователями в унифицированные выходные сигналы по току, напряжению или сопротивлению.

Измерители выпускаются в следующих модификациях:

- модификация PMS-620 имеет исполнения: PMS-620TE – щитовой с цифровым индикатором, экономичный без релейных выходов; PMS-620N – настенный с цифровым индикатором;
- модификация PMS-920 – щитовой с цифровым индикатором;
- модификация PMS-970 имеет исполнения: PMS-970T – щитовой с цифровым индикатором и 26-сегментным трехцветным линейным барграфом; PMS-970P – щитовой с цифровым индикатором;
- модификация PMS-11, исполнения: PMS-11N – настенный с цифровым индикатором; PMS-11K – компактный с цифровым индикатором;
- модификация PMS-100, исполнение PMS-100-R – щитовой многоканальный с ЖК-дисплеем.

Исполнения измерителей отличаются метрологическими характеристиками, габаритными размерами, способом крепления и функциональными особенностями.

Измерители-регуляторы PMS позволяют программировать следующие параметры:

- вид входного сигнала;
- диапазон показаний измеряемой величины и положение десятичной точки;
- пороговые уровни срабатывания реле;
- состояние контактов;
- пароль доступа к меню программирования;
- тип характеристики преобразования входного сигнала (линейная, квадратичная, корнеизвлекающая, кусочно-линейная аппроксимация);
- время усреднения измеряемых величин.

Измеритель модификации PMS-970T позволяет дополнительно программировать режим работы линейного барграфа: одно-, двух- или трехцветный.

Измеритель модификации PMS-100-R позволяет дополнительно программировать следующие параметры:

- поведение измерителя после заполнения памяти зарегистрированными значениями;
- активизация или приостановка регистрации в зависимости от состояния цифрового входа;
- частота регистрации результатов измерений;
- запись названия каждого канала;
- задание единиц измерений на выбранном канале;
- диапазон измерений и положение десятичной точки;
- время усреднения измеряемых величин.

Измерители выполнены в пластмассовых корпусах, предназначенных для щитового или настенного крепления.

Измеритель модификации PMS-11K выполнен в компактном корпусе, предназначенном для установки непосредственно на первичный измерительный преобразователь (ПИП).

Измерители конструктивно состоят из двух печатных плат. Цифровой индикатор и клавиатура управления измерителем расположены на плате индикации, являющейся одновременно лицевой панелью. Плата блока питания находится непосредственно под платой индикации.

Показания измерителя модификации PMS-970T индицируются одновременно на цифровом индикаторе и 26-сегментном трехцветном линейном индикаторе.

Измеритель модификации PMS-100-R имеет подсвечиваемый графический дисплей 128х64 сегментов, позволяющий, кроме индикации текущих значений, представлять в форме графиков различные технологические параметры. Регистрируемые результаты измерений записываются в память измерителя, объем внутренней памяти позволяет произвести не менее 0,5 млн. записей данных.

Измерители модификации PMS-620; PMS-920; PMS-970; PMS-100 имеют цифровой выход RS-485.

Клеммная колодка измерителей расположена на задней стенке корпуса.

Способы обозначения и заказа измерителей:

PMS – XXX YYY / ZZZ

1 2 3

1. Модификация;
2. Исполнение;
3. Технологические параметры.

Примеры:

PMS-970T / 24; PMS-100-R / 4; PMS-11K / OW,

где 970, 100, 11 – модификации измерителей;

T, TE, R, K, N – исполнение измерителей;

24 – напряжение питания;

4 – количество выходов;

OW – наличие оптической развязки выходов.

Заводской номер наносится на корпус измерителей любым технологическим способом в виде цифрового или буквенно-цифрового кода. Знак утверждения типа наносится на правый верхний угол этикетки с условным названием измерителя способом печати на самоклеящейся пленке.

Общий вид измерителей с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлены на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на измерители в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование измерителей в обязательном порядке не предусмотрено.



Измерители исполнения PMS-620N



Измерители исполнения PMS-620TE



Измерители исполнения PMS-970T



Измерители исполнения PMS-970P



Измерители модификации PMS-920



Измерители исполнения PMS-11K



Измерители исполнения PMS-11N



Измерители исполнения PMS-100-R

Рисунок 1 - Общий вид измерителей с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера на примере измерителей исполнения PMS-620TE

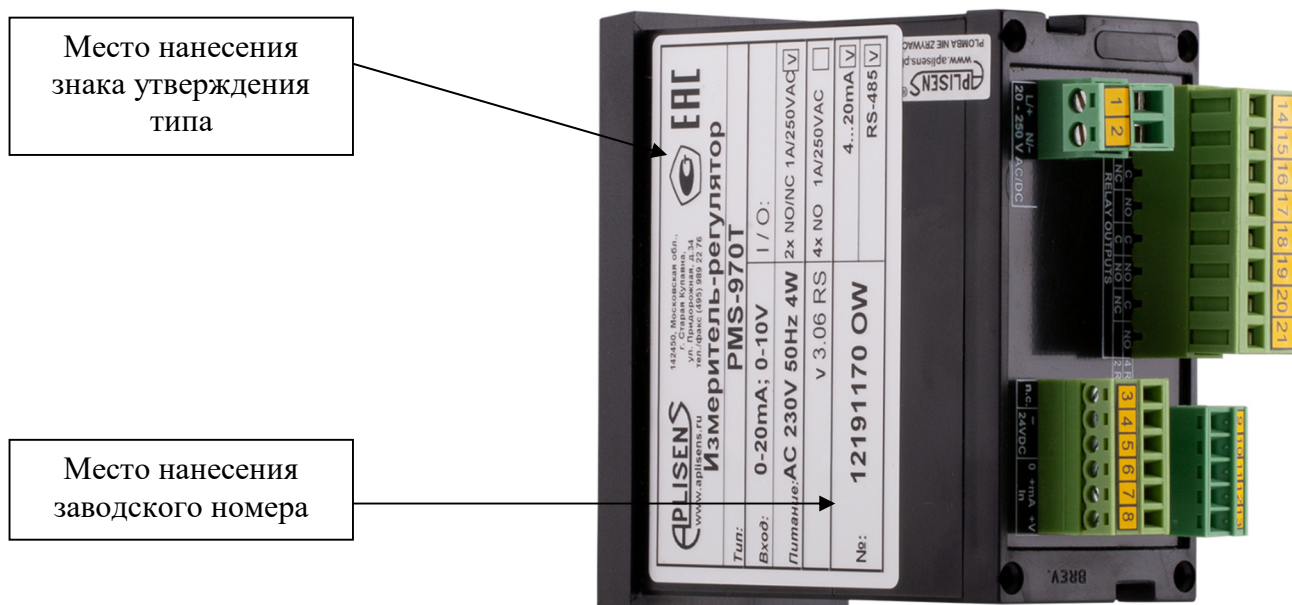


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички измерителей

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) измерителей состоит из встроенного ПО. Встроенное ПО заносится в микроконтроллер измерителей только предприятием-изготовителем и недоступно для пользователя. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики измерителей нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО измерителей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение для модификаций				
	PMS-100-R	PMS-920	PMS-11	PMS-620	PMS-970
Идентификационное наименование ПО	PMS_100_R _MSP210_0 4.51.XX	PMS_100_R _MSP210_0 4.51.XX	PMS_011_M SP430_ v.5.XX	PMS_620_M SP430_ v.5.XX	PMS_970T_ MSP430_ v.5.XX PMS_970P_ MSP430_ v.5.XX
Номер версии (идентификационный номер ПО)	04.51.XX	v.5.XX	v.5.XX	v.5.XX	v.5.XX
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной приведенной погрешности, количество пороговых уровней и каналов измерителей приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование измерителей	Измеряемый параметр	Единицы измерения входного сигнала	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Кол-во пороговых уровней	Кол-во каналов
PMS-620	Сила тока	мА	от 4 до 20; от 0 до 20	$\pm 0,25$ % + 1 единица младшего разряда	0; 2	1
	Напряжение	В	от 0 до 5; от 1 до 5; от 0 до 10; от 2 до 10			
PMS-920	Сила тока	мА	от 4 до 20; от 0 до 20	$\pm 0,25$ % + 1 единица младшего разряда	0; 2; 4	1
	Напряжение	В	от 0 до 5; от 0 до 10; от 1 до 5; от 2 до 10			
PMS-970	Сила тока	мА	от 4 до 20; от 0 до 20	$\pm 0,1$ % + 1 единица младшего разряда	0; 2; 4	1
	Напряжение	В	от 0 до 10			
PMS-11	Сила тока	мА	от 4 до 20	$\pm 0,2$ % + 1 единица младшего разряда	1	1

Наименование измерителей	Измеряемый параметр	Единицы измерения входного сигнала	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Кол-во пороговых уровней	Кол-во каналов
PMS-100-R	Сила тока	мА	от 4 до 20; от 0 до 20	$\pm 0,1 \%$ + 1 единица младшего разряда	2	4 или 8
	Напряжение	В	от 0 до 10			
	Температура (термопреобразователь сопротивления по ГОСТ 6651-2009)	Ом	Pt100, Pt500, Pt1000, 50M, 100H			
	Температура (преобразователь термоэлектрический (термопара) по ГОСТ Р 8.585-2001)	мВ	R, S, B, J, T, N, K			
	Дискретный вход	В	0; 24 В	-	-	2 или 4

Измерители-регуляторы PMS имеют линейную, квадратичную, корнеизвлекающую или кусочно-линейную характеристику выходного сигнала от входной характеристики измеряемой величины.

Дополнительная погрешность измерителей, вызванная отклонением напряжения питания от номинального значения, не более $\pm 0,10 \%$.

Дополнительная погрешность измерителей, вызванная изменением температуры окружающего воздуха на каждые 10°C , не более $\pm 0,10 \%$.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний измерителей для модификаций: – PMS-11, PMS-620, PMS-920, PMS-970 – PMS-100-R	от -999 до 9999 от -9999 до 9999
Параметры электрического питания для модификаций PMS-920, PMS-620, PMS-970, PMS-100-R: – номинальное напряжение постоянного тока, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	24 от 187 до 242 50
Потребляемая мощность, В·А, не более	7
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – для исполнения PMS-620TE – для исполнения PMS-620N – для исполнения PMS-920 – для исполнения PMS-970T – для исполнения PMS-970P – для исполнения PMS-11N	72,0×36,0×95,0 230,0×162,0×96,5 144,0×72,0×100,0 48,0×96,0×120,0 96,0×48,0×62,0

Наименование характеристики	Значение
– для исполнения PMS-11K – для исполнения PMS-100R	65,0×115,0×55,0 50,0×60,0×69,0 96,0×96,0×98,0
Масса, кг, не более	0,5
Рабочие условия измерений: – для модификаций PMS-920, PMS-620, PMS-11, PMS-100 – температура окружающей среды, °C – относительная влажность температуре +40 °C, % – атмосферное давление, кПа – для модификации PMS-970 – температура окружающей среды, °C – относительная влажность температуре +40 °C, % – атмосферное давление, кПа	от -30 до +50 до 100 от 84,0 до 106,7 от -5 до +40 до 100 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	60000
Средний срок службы, лет	12
Степень защиты от воды и пыли по ГОСТ 14254-2015 (лицевая сторона)	IP65

Измерители выдерживают перегрузку по входному сигналу, не превышающему его максимальное значение на 25 % в течение 2 ч.

Таблица 4 – Параметры выходов измерителей

Модификация измерителей	Выходы измерителей		
	Кол-во	Вид	Параметры
PMS-620	2	Релейный	1,0 А, 220 В, 50 Гц, $\cos\varphi=1$
	1	Цифровой выход	RS-485/MODBUS RTU
PMS-920	0; 2; 4	Релейный	1,0 А, 220 В, 50 Гц, $\cos\varphi=1$
	1	Цифровой выход	RS-485/MODBUS RTU
PMS-970	2	Релейный	1,0 А, 220 В, 50 Гц
	4	Релейный	
	1	Пассивный токовый выход	от 4 до 20 мА
	1	Цифровой выход	RS-485/MODBUS RTU
PMS-11	1	Дискретный выход (транзистор с открытым коллектором - OC)	30 В 60 мА
PMS-100-R	1	Цифровой выход (гальваническая развязка)	RS-485/MODBUS RTU, скорость обмена 1200 - 115200 бит/с
	2	Релейный	1,0 А, 220 В, 50 Гц, $\cos\varphi=1$

Знак утверждения типа

наносится на правый верхний угол этикетки с условным названием измерителя способом печати на самоклеящейся пленке. Этикетка размещается на корпусе измерителя. На титульный лист «Паспорта» знак утверждения типа наносят типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Измеритель-регулятор PMS	1 шт.
Паспорт	1 экз.
Руководство по эксплуатации	1 экз.
Дополнительное оборудование	1 шт.*
* - поставляется по заказу	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерения электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

«Измерители-регуляторы PMS. Стандарт предприятия» фирмы APLISENS S.A.

Изготовители

Фирма APLISENS S.A., Польша

Адрес юридического лица: 03-192 Warszawa, ul. Morelowa 7

Адрес места осуществления деятельности: 03-192 Warszawa, ul. Morelowa 7

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «РОСТЕСТ-МОСКВА»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел./факс: (495) 544 00 00

E-mail: spravka@rostest.ru, адрес в Интернет: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30010-10.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

ИНН 9724050186

Адрес: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи термоэлектрические ТХАс-2088, ТХКс-2088

Назначение средства измерений

Преобразователи термоэлектрические ТХАс-2088, ТХКс-2088 (далее – термопреобразователи) предназначены для измерения температуры газообразных и жидких химически неагрессивных сред, а также агрессивных сред, неразрушающих защитную арматуру.

Описание средства измерений

Принцип действия термопреобразователя основан на преобразовании тепловой энергии в термоэлектродвижущую силу (ТЭДС) в цепи чувствительного элемента (ЧЭ) при наличии разности температур между его горячим спаем и свободными концами.

Термопреобразователь состоит из ЧЭ и защитной арматуры в виде стальной трубы. ЧЭ засыпан порошком двуокиси алюминия и загерметизирован эпоксидным компаундом.

ЧЭ представляет собой два термоэлектрода, изготовленных из разнородных сплавов по ГОСТ 1790-77: хромель и алюмель для ТХАс-2088, хромель и копель для ТХКс-2088, соединенных между собой на одном конце, которые являются горячим спаем.

Свободные концы термоэлектродов выведены на контактную колодку, расположенную в головке термопреобразователя. В корпусе головки имеется кабельный ввод для подсоединения внешних цепей.

Термопреобразователь является однофункциональным, одно- или двухканальным, неремонтируемым изделием погружаемого типа.

Термопреобразователи ТХАс-2088, ТХКс-2088 имеют множество конструктивных исполнений, которые отличаются длиной и диаметром монтажной части, материалом защитной арматуры, верхним пределом диапазона измеряемых температур, наличием или отсутствием монтажных элементов (наличие монтажных элементов не изменяет метрологические характеристики термопреобразователей).

Структура условного обозначения исполнений термопреобразователей приведена на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на шильдик, прикрепленный к термопреобразователю, типографским способом

Знак поверки на термопреобразователи не наносится.

1	-	2	-	3	-	4	-	5	-	6	-	7	-	8	-	9	-	10	-	11	-	12	-	13	-	14
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	---	----	---	----	---	----	---	----

Рисунок 1 – Структура условного обозначения исполнений термопреобразователей

Таблица 1 – Расшифровка структуры условного обозначения исполнений термопреобразователей

Позиция	Описание
1	Обозначение типа модификации типа: ТХКс-2008 или ТХАс-2008
2	Вид исполнения: Ех – взрывозащищенное исполнение АС – атомное исполнение Отсутствие обозначения – общепромышленное исполнение
3	Номер конструктивного исполнения, представленный в приложении А руководства по эксплуатации
4	Диапазон измеряемых температур, °С
5	Количество чувствительных элементов (ЧЭ): Без обозначения – один 2 - два
6	Класс допуска
7	Тип измерительного спая: ИГС – изолированный горячий спай НГС – не изолированный спай
8	Класс безопасности по НП-001-15 (только для исполнения АС)
9	Диаметр защитной арматуры (отсутствие обозначения – диаметр 10 мм), мм
10	Длина монтажной части L в мм (для исполнения по рисункам 20, 21 указаны длины L ₁ , L ₂ ... L _n , для исполнения по рисунку 27 указаны L ₁ и L)
11	Длина наружной части мм
12	Способ крепления (при наличии гайки для штуцера указана резьбу)
13	Тип головки или разъема (АЛ1; АЛ2; АГ; АГ-4; без головки, Сн; Сн2; Сн3; Сн4; СнР; СнР2; СнД; для исполнения Ех тип головки не указывается);
14	Тип кабельного ввода для исполнения Ех: КМЧ, КМЧ-G3/4, КМЧ-G1; обозначение ТУ

Общий вид термопреобразователя представлен на рисунке 1.



Рисунок 2 – Общий вид термопреобразователей

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Обозначение
Номинальная статическая характеристика (НСХ) преобразования и класс допуска по ГОСТ Р 8.585-2001: - для ТХАс-2088 - для ТХКс-2088	(К), кл. допуска 1; 2 (L), кл. допуска 2
Максимальные диапазоны измерений температуры ¹⁾ , °С: - для ТХАс-2088 - для ТХКс-2088	от -40 до +1200 от -40 до +600
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС, Δt , от НСХ в температурном эквиваленте по ГОСТ Р 8.585-2001, °С: - для термопреобразователей ТХАс-2088 (К) класс допуска 1 - в диапазоне температур от -40 °С до +375 °С включ. - в диапазоне температур св +375 °С до +1200 °С - для термопреобразователей ТХАс-2088 (К) класс допуска 2 - в диапазоне температур от -40 °С до +333 °С включ. - в диапазоне температур св. +333 °С до +1200 °С. - для термопреобразователей ТХКс-2088 (L) класс допуска 2 - в диапазоне температур от -40 °С до +360 °С включ. - в диапазоне температур св +360 °С до +600 °С	$\pm 1,5$ $\pm 0,004 \cdot t$ $\pm 2,5$ $\pm 0,0075 \cdot t$ $\pm 2,5$ $\pm (0,7 + 0,005 \cdot t)$, где t – температура измеряемой среды, °С
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры при выпуске из производства, °С	$\pm 1,3 \cdot \Delta t$
Пределы допускаемых отклонений ТЭДС от индивидуальной статистической характеристики (ИСХ) в температурном эквиваленте (с доверительной вероятностью 0,95) в диапазоне измерений температуры от 0 до +400 °С, °С	$\pm 0,5$
Примечание: ¹⁾ – конкретный диапазон измерений температуры указан в паспорте	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Обозначение
Показатель тепловой инерции, с ¹⁾	от 0,5 до 50
Диаметр монтажной части (стальной трубы), мм ¹⁾	от 1,5 до 20
Длина монтажной части, мм ²⁾ , не более	30000
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при 35 °С, %, не более	-50 до +60 98
Масса ¹⁾ , кг, не более	0,93
Средний срок службы, лет, не менее	15
Примечания ¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте и зависит от заказа ²⁾ – длина монтажной части зависит от заказанной спецификации, формируемой конкретным потребителем	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователи термоэлектрические ¹⁾	ТХАс-2088; ТХКс-2088	1 шт.
Паспорт	КПЛШ.405221.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	КПЛШ.405221.001 РЭ	1 экз.
Примечание: ¹⁾ – в зависимости от заказа		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа КПЛШ.405221.001 РЭ «Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;
ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования;
ГОСТ 6616-94 Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия
ТУ 4211-004-12296299-94 Преобразователи термоэлектрические типа ТХАс-2088, ТХКс-2088. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственная фирма «Сенсорика»
(ООО НПФ «Сенсорика»)
ИНН:6660076367
Россия, 620075, г. Екатеринбург, ул. Мамина-Сибиряка, 145
E-mail: mail@sensorika.ru; www.sensorika.ru
Тел./Факс: (343) 263-74-24, 310-19-07, 365-82-20.

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиал ФГУП) ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»
ИНН 7809022120
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

ИНН 5029124262

Адрес: 119415, г. Москва, проспект Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, пом. I, ком. 28

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Web-сайт: <https://prommash-test.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 66883-17

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры микроволновые Micropilot FMR10, Micropilot FMR20

Назначение средства измерений

Уровнемеры микроволновые Micropilot FMR10, Micropilot FMR20 (далее по тексту - уровнемеры) предназначены для непрерывных измерений уровня различных продуктов: жидкостей (в том числе агрессивных химических), вязких жидких масс, паст, пульп, сыпучих и твердых материалов в закрытых или открытых резервуарах, сосудах и аппаратах различного типа.

Описание средства измерений

Уровнемеры состоят из первичного преобразователя (антенны) и электронного преобразователя, смонтированных в неразъемном герметичном корпусе.

Принцип измерений уровня основан на определении времени прохождения электромагнитного сигнала (принцип "Time of Flight") от первичного преобразователя (антенны) уровнемера к поверхности измеряемой среды и обратно. Уровнемер определяет дистанцию от первичного преобразователя до поверхности продукта и рассчитывает уровень с использованием значения скорости распространения электромагнитного сигнала и данных настройки.

Уровнемер монтируется над поверхностью измеряемой среды. В зависимости от конструктивного исполнения антенны и функциональных возможностей электронного преобразователя выпускаются различные исполнения уровнемеров, предназначенные для установки в открытом пространстве, резервуарах, аппаратах различной формы и/или в волноводах (измерительных колодцах, выносных камерах и др.). При необходимости уровнемер может поставляться в комплекте с измерительным колодцем или выносной камерой (байпасом) для монтажа на резервуаре.

Уровнемеры Micropilot FMR10 и Micropilot FMR20 в исполнении с антенной 40 мм имеют одинаковое конструктивное исполнение корпуса, но отличаются метрологическими и техническими характеристиками (диапазон измерений, выходные сигналы).

Параметризация уровнемеров и пусконаладочные работы осуществляются на месте монтажа посредством беспроводного радиointерфейса Bluetooth® при помощи смартфона или планшетного компьютера с установленным ПО SmartBlue, посредством выносного блока индикации и управления RIA15 и/или через интерфейс цифровой коммуникации (только для Micropilot FMR20). Измерительная информация может передаваться в виде аналогового и/или цифрового сигнала (HART®, Modbus) в контроллер, персональный компьютер, устройство индикации и регистрации и/или может быть считана с экрана смартфона или планшетного компьютера с установленным ПО SmartBlue или с выносного блока индикации и управления RIA15.

В конструкции выносного блока индикации и управления RIA15 предусмотрена блокировка клавиатуры одновременным нажатием клавиш $\boxed{-}$ + $\boxed{+}$ + $\boxed{E}$.

В приборе реализована функция программного подавления ложных эхо-сигналов для достижения большей точности и достоверности измерений.

В состав электронного преобразователя включен функциональный блок расширенной самодиагностики, который непрерывно в процессе работы выполняет функции контроля исправности частей уровнемера. Благодаря наличию встроенного датчика температуры, реализуется непрерывный контроль температуры окружающей среды для контроля выхода параметров процесса и/или окружающей среды за рамки спецификации. Результаты самодиагностики в виде числовых величин и сообщений в соответствии со стандартом NAMUR NE 107 могут быть считаны с блока индикации и управления, с экрана смартфона или планшетного компьютера с установленным ПО SmartBlue и/или могут передаваться в виде цифрового выходного сигнала.

Уровнемеры могут применяться для вычисления и индикации объема жидкостей в резервуарах и вычисления расхода жидкостей в открытых каналах и безнапорных трубопроводах по методикам измерений МИ 2406-97 и МИ 2220-13.

Уровнемеры выпускаются в обычном или взрывозащищенном исполнении: 0Ex ia ПС Т4 X или Ga/Gb Ex ia ПС Т4 X.

Для увеличения диапазона измерений уровнемер может быть укомплектован рупорной антенной, которая дополнительно обеспечивает защиту первичного преобразователя от искажения результатов измерений в диапазоне до 0,1 м.

Для обслуживания, настройки, диагностики уровнемеров Micropilot FMR20 с персонального компьютера могут использоваться сервисные программы FieldCare, DeviceCare, SIMATIC PMD, PACTware, AMS Device Manager.

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1. Общий вид выносного блока индикации и управления RIA15 представлен на рисунке 2.

Идентификационные данные уровнемера (серийный номер, модификация, знак утверждения типа и т.д.) наносятся на маркировочную табличку в виде наклейки типографским способом (рисунок 3).

Конструкцией уровнемеров не предусмотрено пломбирование и нанесение знака поверки.



а)

б)

Рисунок 1 - Общий вид уровнемеров:

- а) Micropilot FMR10, Micropilot FMR20 в исполнении с антенной 40мм;
б) Micropilot FMR20 в исполнении с антенной 80 мм.



Рисунок 2 - Внешний вид выносного блока индикации и управления RIA15.



Рисунок 3 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту - ПО) уровнемеров состоит из двух частей Firmware и Software. Обработка результатов измерений и вычислений (метрологически значимая часть ПО) проводится по специальным расчетным соотношениям, сохраняемых во встроенной программе (Firmware).

Доступ к цифровому идентификатору Firmware (контрольной сумме) невозможен (проводится самодиагностика без отображения контрольной суммы на дисплее).

Наименование программного обеспечения нанесено фабричным способом на заводскую табличку (шильдик) прибора и доступно для считывания с использованием цифрового протокола HART[®]/Modbus при помощи персонального компьютера и/или посредством беспроводного радиointерфейса Bluetooth[®] с экрана смартфона или планшетного компьютера с установленным ПО SmartBlue. Метрологически значимая часть ПО и заводские параметры защищены аппаратной перемычкой защиты от записи и не доступны для изменения благодаря цельной конструкции корпуса датчика без возможности вскрытия.

Наименование ПО имеет структуру X.Y.Z, где:

X – идентификационный номер Firmware обозначается 01;

Y – идентификационный номер текущей версии Software (00 до 99) – характеризующий функциональность преобразователя (различные протоколы цифровой коммуникации, а также совместимость с сервисными программами);

Z – служебный идентификационный номер (например, для усовершенствования или устранения неточностей (bugs tracing)) – не влияет на функциональность и метрологические характеристики уровнемера. Идентификационные данные программного обеспечения системы представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FMR10, FMR20
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 01.yy.zz
Цифровой идентификатор ПО	не отображается

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики уровнемеров приведены в таблице 2.

Основные технические характеристики уровнемеров приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики

Исполнение уровнемера ¹⁾		FMR10	FMR20- ***B*****	FMR20- ***CN*****
Диапазон измерений уровня, м	Стандартное ²⁾	от 0 до 5	от 0 до 15 ³⁾	от 0 до 10
	С увеличенным диапазоном измерений ²⁾	от 0 до 8	от 0 до 20 ⁴⁾	-
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня, при расстоянии до поверхности продукта L ⁶⁾ , м, (при нормальных условиях температуры окружающей среды), мм	$L_{\min}^{5)} \leq L \leq 0,1$	±20		±30
	$0,1 < L \leq 0,3$	±10		±30
	$0,3 < L \leq 0,5$	±10		±10
	$0,5 < L \leq L_{\max}^{7)}$	±5	±2	±5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений уровня (при изменении температуры окружающей среды от нормальных условий на каждые 10 °C), мм		±3		
Примечания: 1) Обозначение исполнения уровнемеров Micropilot FMR20 приведено в виде буквенно-цифрового кода на маркировочной табличке уровнемера и имеет структуру: FMR20-** _{а)} * _{б)} ** _{в)} *** _{г)} *** _{д)} * _{е)} +** _{ж)} ** _{з)} ** _{и)} , где: а) – Маркировка взрывозащиты б) – Электропитание; выходной сигнал в) – Исполнение антенны: максимальный диапазон измерений г) – Тип верхнего присоединения к процессу, материал д) – Тип нижнего присоединения к процессу, материал е) – Длина кабеля ж) – Сервис з) – Прилагаемые аксессуары и) – Дополнительная маркировка 2) диапазон измерений определяется конструктивным исполнением; 3) диапазон измерений для модификации FMR20-***BM*****; 4) диапазон измерений для модификации FMR20-***BN*****; 5) минимальный диапазон измерений уровня, мм; 6) измеренное значение уровня, мм; 7) максимальный диапазон измерений уровня, мм.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Исполнение уровнемера	FMR10	FMR20- ***B*****	FMR20- ***CN*****
Температура измеряемой среды, °C	от -40 до +60	от -40 до +80	
Давление измеряемой среды, МПа (бар)	от -0,1 до +0,3 (от -1 до +3)		
Нормальные условия измерений, °C	от +15 до +25		
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °C - атмосферное давление, кПа	от -40 до +80 от 84,0 до 106,7		
Выходной сигнал: - цифровой - аналоговый сигнал силы постоянного тока, мА	Bluetooth® от 4 до 20	Bluetooth®, HART®, Modbus от 4 до 20	
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение постоянного тока для исполнения с выходным сигналом Modbus, В	от 10,5 до 30,0 от 5,0 до 30,0		
Температура транспортирования и хранения, °C	от -40 до +80		
Маркировка степени защиты по ГОСТ 14254-2015	IP 66/68 ¹⁾		
Габаритные размеры корпуса, мм, не более: - диаметр - длина	75 180	163,5 236,0	
Масса без фланцев, кг, не более	3 (с учетом массы кабеля 10 метров)	2,8 (с учетом массы кабеля 5 метров)	
Средний срок службы, лет, не более	20		
Наработка на отказ, ч, не более	130 000		
Маркировка взрывозащиты	-	0Ex ia IIC T4 X Ga ¹⁾ Gb Ex ia IIC T4 X ¹⁾	
Примечание: ¹⁾ в соответствии с заказом.			

Знак утверждения типа

наносится на корпус уровнемера методом наклейки и (или) на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер микроволновый Micropilot	FMR10 FMR20	1 шт.
Руководство по эксплуатации		1 экз. на партию
Паспорт		1 экз.
Комплект принадлежностей (по заказу): - крышка защитная; - гайка крепежная; - трубки для защиты от затопления; - монтажные кронштейны;	52025686 52000598 71325090 71327051 71325079 71452324 71452325 71452315 71452316 71452318 71452319 71452321 71452322 71452327 71452326 71452323 71429910 71093130 71429905 FAX50 HMX50 RIA15 FXA195 SWA70 FXA320 FXA520 RNS221 RN221N HAW562 -	В соответствии с заказом
- универсальный переходной фланец; - барьер безопасности с гальванической развязкой KFD2-HLC-Ex1.D.2W; - выносной блок индикации и управления; - устройство периферийное; - адаптер WirelessHART; - шлюзы для удаленного мониторинга; - источник питания; - активный барьер с дополнительной диагностикой HART®; - модуль защиты от перенапряжения; - выносная камера		
USB - накопитель с сервисной программой (по заказу)	-	в соответствии с заказом
ПО SmartBlue для смартфона или планшетного компьютера (доступно для скачивания в Google Play и App Store)	SmartBlue	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе «Ввод в эксплуатацию и эксплуатация» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;
ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов.
Общие технические условия;
ГОСТ 28725-90 Приборы для измерения уровня жидкостей и сыпучих материалов.
Общие технические требования и методы испытаний;
Техническая документация фирмы Endress+Hauser SE+Co.KG, Германия.

Изготовитель

Фирма Endress+Hauser SE+Co.KG, Германия.
Адрес: Hauptstrasse 1, 79689 Maulburg, Germany
Тел.: +49 7622 28 0, факс: +49 7622 28 14 38
e-mail: info@pcm.endress.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
ИНН 7736042404
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
ИНН 5029124262
Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн. 6
Тел.: +7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 81017-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Уватнефтегаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Уватнефтегаз» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и хранения данных (сервер), программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (ИК) №№ 1-7 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующий УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование, хранение и передача полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Измерительная информация от соответствующего УСПД посредством технических средств приема-передачи данных поступает в корпоративную вычислительную сеть (КВС) (основной канал) и далее на сервер по ИК №1, 2 или сразу на сервер по ИК №№ 3-7.

Для ИК №№ 8-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством технических средств приема-передачи данных поступает в КВС и далее на сервер.

На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Также сервер может принимать результаты измерений от прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, при этом результаты измерений представлены в виде xml-файлов установленного формата (регламентированы Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности). Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер автоматически формирует файл отчёта с результатами измерений в виде xml-файлов установленного формата и передаёт их организациям в рамках согласованного регламента.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной цифровой подписи субъекта оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера производится при статистически накопленном стабильном отклонении более 32 мс.

Для ИК №№ 1, 2 синхронизация часов УСПД с часами сервера происходит 1 раз в 6 часов, независимо от величины расхождения времени. Для ИК №№ 3-7 синхронизация часов УСПД с часами сервера происходит 1 раз в 12 часов, независимо от величины расхождения времени. В случае перезагрузки УСПД также происходит синхронизация времени.

Для ИК №№ 1-7 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется не реже раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 1 с. Для ИК №№ 8-12 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 050. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ». ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
Идентификационное наименование ПО	Account.exe	ServiceDataCaptu re.exe	Reports2.exe	SektSrvr.exe	GPSSer- vice.exe	ServerOm3.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.2.111	не ниже 2.0.2.36	не ниже 2.15.7.13	не ниже 11.1.2902.10492	не ниже 1.0.0.8	не ниже 3.3.0.67
Цифровой идентификатор ПО	8DF27ED5B1 E66E4FEB6F8 AB1979E56F9	BAE4C13A18A7 22F8B5CFA09A3 356DA5F	6BF09C129BE9F 8AA5F8CB0A579 992A17	AFDE45C0F 793A25FFEB AFB5895C9CD30	991997D04F3 A9C6F0DFEE 7D8D13FA1C 2	9BFE637408F7 A9CBB0F5625 160C87BF2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5					

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но-мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты						Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ	Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %			Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	КТП №3 ЗРУ-6 кВ КУУН ЛПДС «Демьянское» Ввод №1 (яч №1)	4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С	4MR12 Кл.т. 0,5 6000/√3/100√3 Рег. № 30826-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная Реактивная	0,9 1,6	1,6 2,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	КТП №3 ЗРУ-6 кВ КУУН ЛПДС «Демьянское» Ввод №2 (яч №2)	4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С	4MR12 Кл.т. 0,5 6000/√3/100√3 Рег. № 30826-05 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР КТ-51М Рег. № 38066-10	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная	0,9	1,6 2,6
		4МС Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44089-10 Фазы: А; В; С						Реактивная	1,6	
3	ПС 110 кВ Юровская, ОРУ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, яч.2, ф.Демьянская-1	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422-04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД-01 Рег. № 27420-08			Активная	1,1	3,0 4,6
								Реактивная	2,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 110 кВ Юровская, ОРУ-110 кВ, 1 сш 110 кВ, яч.11, ф.Горная-1	ТФЗМ-110Б- IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422- 04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД- 01 Рег. № 27420-08	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная	1,1	3,0
				0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Реактивная	2,3	4,6
5	ПС 110 кВ Юровская, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б- IV Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 26422- 04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД- 01 Рег. № 27420-08	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная	1,1	3,0
				0,2S/0,5 Рег. № 36697-08				Реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ПС 110 кВ Юровская, ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.11, ВЛ-10 кВ ф.Першино	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.г. 0,5 50/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.г. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС НАМИТ-10 Кл.г. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.г. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД- 01 Рег. № 27420-08	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
7	ПС 110 кВ Юровская, ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.15, ВЛ-10 кВ ф.Солянка	ТОЛ 10ХЛЗ Кл.г. 0,5 50/5 Рег. № 7069-82 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.г. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС НАМИТ-10 Кл.г. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.г. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	МИР УСПД- 01 Рег. № 27420-08	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ПС 220 кВ «Пихтовая», ОРУ-220 кВ, яч.9, ВЛ-220 кВ Демьянская- Пихтовая-1	TG 245N Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30489- 09 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/ 100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	МИР С- 03.02Т- EQTLBMN- RG-1Т-Н Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Proliant DL380 G6	Активная	0,6	1,4
				Реактивная				1,1	2,4	
9	ПС 220 кВ «Пихтовая», ОРУ-220 кВ, яч.10, ВЛ-220 кВ Демьянская- Пихтовая-2	TG 245N Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30489- 09 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/ 100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	МИР С- 03.02Т- EQTLBMN- RR-1Т-Н Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14				Активная	0,6	1,4
				Реактивная				1,1	2,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	ПС 220 кВ «Пихтовая», ОРУ-220 кВ, яч.5, ОВ 220	TG 245N Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30489- 09 Фазы: А; В; С	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11 Фазы: А; В; С	МИР С- 03.02Т- EQTЛВМN- RR-1Т-Н Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,4 2,4
11	ПС 110/10кВ «Юровская», ОРУ-110кВ, 2 сш 110 кВ, яч.9, ф. Кальча- 2	ТФЗМ-110Б- IV 600/5 Кл.т. 0,5 Рег.№ 26422- 04 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	МИР С- 03.02Т- EQTЛВМN- RR-1Т-L Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 76142-19	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	НР Proliant DL380 G6	Активная Реактивная	1,1 2,3	2,9 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	ПС 110/10кВ «Юровская», ОРУ-110кВ, 1 сш 110 кВ, яч.4, ф.Кальча-1	TG 145N 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 30489- 09 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	МИР С- 03.02Т- EQTЛВМN- RR-1Т-L Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№ 76142-19	-	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-11	HP Proliant DL380 G6	Активная Реактивная	0,8 1,5	1,5 2,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях										±5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2, 8-10 указана для тока 2 % от I_{ном}, для остальных ИК - для тока 5 % от I_{ном}; cos φ= 0,8инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденные типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	12
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 8-10 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 8-10 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа МИР С-03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа МИР КТ-51М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа МИР УСПД-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 140000 2 290000 4 90000 0,5 82500 1 55000 1 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,	113
не менее	10
при отключении питания, лет, не менее	
для счетчиков типа МИР С-03:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут,	256
не менее	10
при отключении питания, лет, не менее	
для УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях	
электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии,	
потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний	
средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения; коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки;
 - УСПД; сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков электрической энергии;
 - УСПД; сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована); сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации: о состоянии средств измерений; о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	4МС	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	4
Трансформаторы тока	TG 245N	9
Трансформаторы тока	TG 145N	3
Трансформаторы напряжения	4MR12	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ 245	6
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-03	5
Контроллеры	МИР КТ-51М	1
Устройства сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	1
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Сервер	HP Proliant DL380 G6	1
Формуляр	ЭНПР.411711.050.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «РН-Уватнефтегаз», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РН-Уватнефтегаз»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Уватнефтегаз»
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)
ИНН 7225003194
Адрес: 625000, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Ленина, д. 67
Телефон: +7(3452) 38-99-99
E-mail: rn-uvatng@uvng.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974
Адрес: 143443, МО, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19
Телефон: 8 (495)-380-37-61
E-mail: pochta@epromres.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974
Адрес: 143443, МО, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19
Телефон: 8 (495)-380-37-61
E-mail: pochta@epromres.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 312047.

В части вносимых изменений:

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

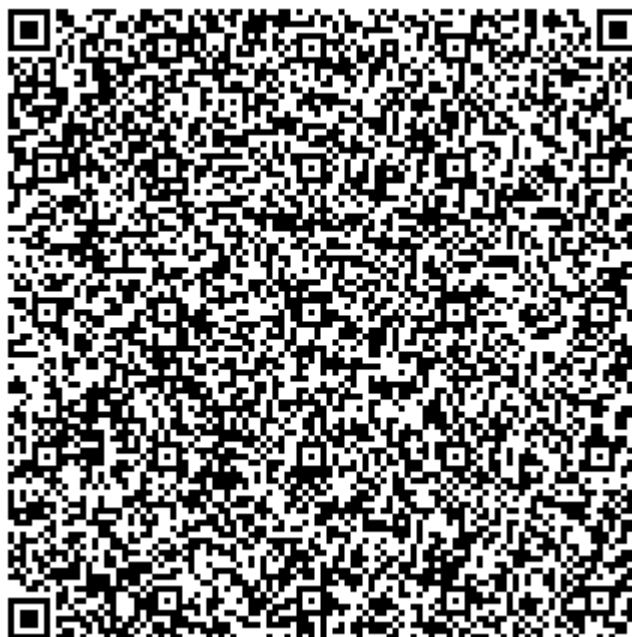
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 75334-19

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Няганской ГРЭС филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Няганской ГРЭС филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Няганской ГРЭС филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии, и формирования данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств измерений;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения (ПО) от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно - измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, источник частоты и времени/сервер синхронизации времени (УССВ) ССВ-1Г, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, на котором, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы, осуществляется в ручном режиме с подтверждением подлинности электронной подписью ответственного сотрудника исполнительного аппарата ПАО «Фортум».

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ ССВ-1Г, предназначенным для формирования сигналов точного времени, корректируемым по сигналам точного времени (шкале времени) спутниковых радионавигационных систем ГЛОНАСС/GPS, и передачи этих данных клиентским устройствам.

Сервер АИИС КУЭ периодически (ежесекундно) сравнивает свою шкалу времени со шкалой времени УССВ. Сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ при любом расхождении часов сервера АИИС КУЭ с часами УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отклонении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на ± 3 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сут.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Заводской номер 001 средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским образом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ-500 кВ Няганская ГРЭС - Ильково	OSKF 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 49996-12	ОТСF 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49734-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ HP DL380G7	активная реактивная
2	ВЛ-500 кВ Няганская ГРЭС - Луговая	OSKF 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 49996-12	ОТСF 550 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49734-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	Няганская ГРЭС, 1Г 20 кВ	АОН-Ф 980 18000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 50214-12	ЗНОЛ-ЭК 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 НР DL380G7	активная реактивная
4	ВЛ-220 кВ Няганская ГРЭС - Вандмтор, 2 цепь	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 19720-06	ОТСФ 252 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49733-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
5	ВЛ-220 кВ Няганская ГРЭС - Вандмтор, 1 цепь	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 19720-06	ОТСФ 252 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49733-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная
6	ВЛ-220 кВ Няганская ГРЭС - Красноленинский ГПЗ	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 19720-06	ОТСФ 252 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 49733-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ-220 кВ Няганская ГРЭС - Ильково	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 19720-06	ОТСФ 252 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 49733-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14/ НР DL380G7	активная реактивная
8	Няганская ГРЭС; В-220- ОВ	ТВ 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 19720-06	ОТСФ 252 220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 49733-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная
9	Няганская ГРЭС, 2Г 20 кВ	АОН-Ф 980 18000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 52018-12	ЗНОЛ-ЭК 20000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 68841-17	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 11 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,1	1,4
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,2	1,5
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,3	1,5	2,2
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 11 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	0,8	2,0	1,9
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	0,8	2,0	1,9
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,1	0,9	2,1	2,0
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,4	1,3	2,3	2,2
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,0	1,5	2,6	2,3
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +35 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности cosφ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от 0 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 70000 1 15000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	1 180 30 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:
 - параметрирования
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в электросчетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в 30 минут (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	OSKF 550	6
Трансформатор тока	AON-F 980	9
Трансформатор тока	ТВ	15
Трансформатор тока	ВСТ	3
Трансформатор напряжения	OTCF 550	12
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ-ЭК	9
Трансформатор напряжения	OTCF 252	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	11
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Сервер АИИС КУЭ	HP DL380G7	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Няганской ГРЭС филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум» (АИИС КУЭ Няганской ГРЭС филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»), аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 8596-2002. ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Фортум» (ПАО «Фортум»)
ИНН: 7203162698
Адрес: 454090, Челябинская область, г. Челябинск, пр. Ленина, д. 28-Д, этаж/пом. 7/8
Юридический адрес: 123112, г. Москва, Набережная Пресненская, д. 10, эт. 15, пом. 20
Телефон (факс): (351) 259-64-91 ((351) 259-64-09)
Web-сайт: www.fortum.ru
E-mail: fortum@fortum.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А
Телефон: (4922) 60-43-42
Web-сайт: autosysen.ru
E-mail: Autosysen@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ»)
ИНН 7456013961
Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-т Ленина, д. 124, офис 15
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2
Телефон: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 47960-11

Лист № 1
Всего листов 28

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) №№ 1-27, 31-89, 98-108, 111-120, 130-134, 137-152 АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя коммуникационный сервер (КС) ПАО «Россети Московский регион», серверы базы данных (СБД) ПАО «Россети Московский регион», СБД ЗАО «БЭЛС», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройства синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Остальные ИК №№ 28-30, 90-97, 109, 110, 121-129, 135, 136 АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

Первый уровень – ИИК, включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – ИВК, включающий в себя СБД ЗАО «БЭЛС», АРМ, УСВ, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивают счетчики электрической энергии ИК №№ 1-27, 31-89, 98-108, 111-120, 130-134, 137-152 и считывают 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

КС ПАО «Россети Московский регион» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД ИК №№ 1-27, 31-89, 98-108, 111-120, 130-134, 137-152 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных и передаются в СБД ПАО «Россети Московский регион».

СБД ЗАО «БЭЛС» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики ИК №№ 28-30, 90-97, 109, 110, 121-129, 135, 136 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных. В СБД ЗАО «БЭЛС» осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

СБД ПАО «Россети Московский регион» и СБД ЗАО «БЭЛС» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление отчетных документов.

Измерительные данные от СБД ПАО «Россети Московский регион» по запросу, но не реже одного раза в сутки, поступают на СБД ЗАО «БЭЛС», в том числе с возможным использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

СБД ЗАО «БЭЛС» (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» с электронной подписью субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента. СБД ЗАО «БЭЛС» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте при взаимодействии с АИИС КУЭ (зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML, а также иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят УСВ, часы счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион», СБД ЗАО «БЭЛС».

Сравнение показаний часов КС ПАО «Россети Московский регион» и УСВ происходит непрерывно. Синхронизация часов КС ПАО «Россети Московский регион» и УСВ осуществляется при расхождении показаний часов на ± 2 с.

Сравнение показаний часов СБД ЗАО «БЭЛС» и УСВ происходит один раз в час. Синхронизация часов СБД ЗАО «БЭЛС» и УСВ осуществляется независимо от показаний часов СБД ЗАО «БЭЛС» и УСВ.

Сравнение показаний часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и КС ПАО «Россети Московский регион» осуществляется при расхождении показаний часов более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 1-27, 31-89, 98-108, 111-120, 130-134, 137-152 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 мин. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИК №№ 28-30, 90-97, 109, 110, 121-129, 135, 136 и СБД ЗАО «БЭЛС» происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и СБД ЗАО «БЭЛС» осуществляется при расхождении показаний часов более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчиков, УСПД, КС ПАО «Россети Московский регион», СБД ЗАО «БЭЛС» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 112, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПО «АльфаЦЕНТР». Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
СБД ЗАО «БЭЛС»	
Наименование ПО	«Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
СБД ПАО «Россети Московский регион»	
Наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-6 кВ, II СШ, ф.2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-6 кВ, I СШ, ф.6	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
3	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-6 кВ, II СШ, ф.4	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
4	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-6 кВ, I СШ, ф.5	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
5	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-6 кВ, I СШ, ф.3	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-6 кВ, II СШ, ф.1	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
7	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-10 кВ, II СШ, ф.14	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
8	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-10 кВ, II СШ, ф.12а+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
9	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-10 кВ, I СШ, ф.23а+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
10	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-10 кВ, II СШ, ф.21а	ТЛМ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
11	ПС 110 кВ Балашиха № 5, РУ-10 кВ, I СШ, ф.25а	ТЛМ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
12	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.3	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327L Рег. № 41907-09	
13	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.1	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 300/5 Рег. № 25433-07	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
14	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.10a+b	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
16	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.11a+b	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
17	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.7	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
18	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.8	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
19	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф.4a+b	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
20	ПС 110 кВ Кучино № 22, РУ-6 кВ, ф. 5a+b	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 831-53 НТМИ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, II СШ, ф.4	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
22	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, III СШ, ф.6	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
23	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, II СШ, ф.12	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
24	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, III СШ, ф.13	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
25	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, II СШ, ф.3	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
26	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, I СШ, ф.1	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
27	ПС 35 кВ Черное № 27, РУ-6 кВ, III СШ, ф.7	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
28	РП-80 БРРС 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону РП-450	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6У4 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	-	СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
29	РП-80 БРРС 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону ТП-426	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
30	РП-80 БРРС 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону ТП-499	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6У4 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	-	СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
31	ПС 110 кВ Купавна № 100, РУ-6 кВ, I СШ, ф.3	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
32	ПС 110 кВ Купавна № 100, РУ-6 кВ, II СШ, ф.11	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
33	ПС 110 кВ Купавна № 100, РУ-6 кВ, II СШ, ф.9	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
34	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, I СШ, ф.28a+b	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-327L Рег. № 41907-09	
35	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, II СШ, ф.29a	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
36	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, II СШ, ф.13b	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
37	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, III СШ, ф.19a	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
38	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.2a+b	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
39	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, III СШ, ф.9a+b	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
40	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.26a	ТЛК-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
41	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, I СШ, ф.38a+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
42	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, III СШ, ф.43a+b	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
43	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, I СШ, ф.36a+b	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
44	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, III СШ, ф.41a+b	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
45	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, I СШ, ф.35a+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
46	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, I СШ, ф.34	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
47	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.50	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	
48	ПС 110 кВ Кисло- родная № 194, РУ-6 кВ, I СШ, ф.15	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
49	ПС 110 кВ Кисло- родная № 194, РУ-6 кВ, II СШ, ф.13	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
50	ПС 110 кВ Кисло- родная № 194, РУ-6 кВ, II СШ, ф.19	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
51	ПС 110 кВ Кисло- родная № 194, РУ-6 кВ, II СШ, ф.17	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
52	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.22	ТОЛ-10 УТ2 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег.№ 6009-77 ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
53	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.18	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
54	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.16	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
55	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.20	ТОЛ-10 УТ2 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег.№ 6009-77 ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
56	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, I СШ, ф.40a+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
57	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, III СШ, ф.39a	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
58	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, I СШ, ф.31a+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
59	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, III СШ, ф.36a+b	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
60	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, III СШ, ф.37	ТЛМ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 2473-05	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
61	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, II СШ, ф.24б	ТЛП-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 30709-06	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
62	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, I СШ, ф.21б	ТЛП-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 30709-06	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
63	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, II СШ, ф.28а	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 22192-03	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
64	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, I СШ, ф.13б	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
65	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, I СШ, ф.13а	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
66	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, II СШ, ф.20б	ТПОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 1261-02	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
67	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, II СШ, ф.20а	ТПОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 1261-02	НОМ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
68	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, VI СШ, ф.33а+б	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
69	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, VI СШ, ф.31а+б	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
70	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, V СШ, ф.5а+б	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		
71	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, VI СШ, ф.35а+б	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 300/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
72	ПС 110 кВ Дроздово № 306, РУ-6 кВ, I СШ, ф.104	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
73	ПС 110 кВ Дроздово № 306, РУ-6 кВ, III СШ, ф.304	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
74	ПС 110 кВ Дроздово № 306, РУ-6 кВ, I СШ, ф.102	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
75	ПС 110 кВ Дроздово № 306, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.402	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
76	ПС 110 кВ Дроздово № 306, РУ-6 кВ, II СШ, ф.202	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
77	ПС 110 кВ Дроздово № 306, РУ-6 кВ, II СШ, ф.201	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
78	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, I СШ, ф.24а	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	
79	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, I СШ, ф.1	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 300/5 Рег. № 1261-08 ТПОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 300/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
80	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, III СШ, ф.13	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
81	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, II СШ, ф.8	ТПОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
82	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, III СШ, ф.15	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
83	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, II СШ, ф.26	ТПОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
84	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, III СШ, ф.12а	ТПОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
85	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, III СШ, ф.14	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
86	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-10 кВ, I СШ, ф.33а+в	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
87	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-10 кВ, III СШ, ф.42а+в	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
88	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-10 кВ, I СШ, ф.34а+в	ТОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		
89	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-10 кВ, III СШ, ф.39а+в	ТОЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
90	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, II СШ, ф. 54	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 51679-12	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	-	СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
91	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.59	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
92	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.71	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
93	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, II СШ, ф. 65	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 51679-12	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
94	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, II СШ, ф. 53	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 51679-12	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
95	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, II СШ, ф.55	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
96	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.69	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
97	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, IV СШ, ф. 70	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
98	ПС 110 кВ Некра- совка № 500, РУ-6 кВ, II СШ, яч. 2, ф. 2б	ТПЛ-10с кл.т. 0,2S кт.т. 300/5 Рег. № 29390-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288- 08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
99	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, I СШ, ф.25а+б	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	
100	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, II СШ, ф.18а+б	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 51621-12	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
101	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, I СШ, ф.19a+b	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
102	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, I СШ, ф.21a+b	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
103	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.38a+b	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
104	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, III СШ, ф.43a+b	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
105	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.34	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
106	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.36a+b	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
107	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, I СШ, ф.7	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
108	ПС 110 кВ Алмазо- во № 681, РУ-10 кВ, III СШ, ф.51	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-СВЭЛ- 10М кл.т. 0,2 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 67628-17	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
109	РП-990 10 кВ, РУ-10 кВ, II СШ, ф.6а	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	-	СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
110	РП-990 10 кВ, РУ-10 кВ, I СШ, ф.36а	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		
111	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, I СШ, ф.1	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
112	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, II СШ, ф.12	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
113	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, I СШ, ф.2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
114	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, II СШ, ф.11	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
115	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, I СШ, ф.3	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
116	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, II СШ, ф.10	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
117	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, I СШ, ф.5	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
118	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, II СШ, ф.8	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
119	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.21	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
120	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, III СШ, ф.22	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
121	РП-3030 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону РП-7090	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6У4 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	-	СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
122	РП-3030 6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ 6 кВ в сторону РП-7070	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 22192-03	НТМК-6У4 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		
123	РП-4868 6 кВ, РУ-6 кВ, I СШ, ф. ТП-249-1	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
124	РП-4868 6 кВ, РУ-6 кВ, III СШ, ф. ТП-249-2	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S кт.т. 100/5 Рег. № 22192-07 ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
125	РП-4868 6 кВ, РУ-6 кВ, I СШ, ф. ТП-249-3	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
126	РП-4868 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I СШ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ-60 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 28139-07	—	СЭТ-4ТМ.03.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
127	РП-4868 6 кВ, РУ-0,4 кВ, II СШ, ввод 0,4 кВ Т2	ТТИ-60 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 28139-07	—	СЭТ-4ТМ.03.09 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
128	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, IV СШ, ф. 57	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		
129	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, II СШ, ф. 56	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	
130	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, V СШ, ф.501	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16	
131	ПС 220 кВ Горенки № 157,РУ-10 кВ, VI СШ, ф.601	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
132	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, I СШ, ф.4	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S кт.т. 800/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08		
133	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.17	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			
134	ПС 110 кВ Минеральная № 419, РУ-6 кВ, IV СШ, ф.20	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S кт.т. 800/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			
135	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, II СШ, ф.58	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 1000/5 Рег. № 51679-12	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	-		СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
136	ПС 110 кВ Ясная № 490, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.66	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			
137	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, I СШ, ф.51	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16	
138	ПС 110 кВ Кислородная № 194, РУ-10 кВ, III СШ, ф.52	ТЛК-СТ кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
139	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, V СШ, ф.512	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327L Рег. № 41907-09		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
140	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, VI СШ, ф.612	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
141	ПС 110 кВ Кисло-родная № 194, РУ-6 кВ, I СШ, ф.43	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	
142	ПС 110 кВ Кисло-родная № 194, РУ-6 кВ, III СШ, ф.44	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	
143	ПС 220 кВ Восточная № 212, РУ-10 кВ, III СШ, ф.4	ТОЛ-СВЭЛ-10 кл.т. 0,5S кт.т. 600/5 ТОЛ-СВЭЛ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 42663-09	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09	
144	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.15	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	
145	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, III СШ, ф.25	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег. № 25433-08	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	
146	ПС 110 кВ Минеральная №419, РУ-10 кВ, IV СШ, ф.52	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 800/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	
147	ПС 110 кВ Минеральная №419, РУ-10 кВ, II СШ, ф.53	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 800/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/√3: 100/√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-325L Рег. № 37288-08	
148	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, IV СШ, ф. 13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Кт.т. 400/5 Рег. № 2473-00	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	
149	ПС 110 кВ Прогресс № 696, РУ-10 кВ, III СШ, ф. 29	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Кт.т. 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
150	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, VI СШ, ф. 605	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег, № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	RTU-327L Рег. № 41907-09	СБД ПАО «Россети Московский регион», КС ПАО «Россети Московский регион», УСВ-3 Рег. № 64242-16; СБД ЗАО «БЭЛС», УСВ-3, Рег. № 64242-16
151	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, VII СШ, ф. 705	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S кт.т. 200/5 Рег, № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
152	ПС 220 кВ Горенки № 157, РУ-10 кВ, VII СШ, ф. 701	ТЛО-10 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег, № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3. Допускается замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами и настоящим описанием типа на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-6, 12, 14-30, 35-38, 40-44, 46, 47, 56, 59, 63-65, 68-70, 73, 74, 76-78, 80, 82, 85-87, 109, 110, 113, 115, 117, 119-125, 133, 148 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,3	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,8
	0,8	-	±3,2	±2,2	±1,9
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,4	±2,7
7, 99, 100-107, 108, 141, 142 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
8, 48-50, 53 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,1
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0
9, 31-34, 39, 45, 57, 149 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
126, 127 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4
10 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,7	±2,3	±1,9	±1,7	±1,7
	0,5	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
11, 13, 58, 60-62, 66, 67, 71, 72, 75, 81, 83, 84, 88, 89, 91, 92, 96-98, 111, 128, 130, 132, 134, 136-138, 139 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,2	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,4	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,9	±2,5	±2,2	±2,2
51, 52, 54, 55, 112, 114, 116, 118 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,6	±3,2	±2,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
79, 143 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±2,0	±1,8	±1,8
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,5	±2,7	±2,7
90, 93-95, 129, 131, 135, 140, 144-147, 150-152 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (δ), %			
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6, 12, 14-21, 23-30, 35- 38, 40, 56, 59, 77, 78, 80, 82, 85-87, 109, 110, 113, 115, 117, 119-125, 133, 148 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,8	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,5	-	±3,6	±2,4	±2,2
22, 41-44, 46, 47, 63-65, 68-70, 73, 74, 76 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425-2005	0,9	-	±7,2	±4,7	±4,1
	0,8	-	±5,5	±3,9	±3,6
	0,7	-	±4,7	±3,6	±3,4
	0,5	-	±4,0	±3,3	±3,1
141,142 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	±5,7	±2,2	±1,6	±1,4
	0,8	±4,7	±1,8	±1,3	±1,2
	0,7	±4,2	±1,6	±1,2	±1,1
	0,5	±3,8	±1,4	±1,1	±1,1
7, 99, 100-107, 108 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,9	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,8	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
	0,7	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7
8, 48-50, 53 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	-	±6,4	±3,8	±2,4
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
31-34, 39, 45, 149 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	-	±6,6	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,0
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9, 57 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,9	-	$\pm 6,7$	$\pm 3,8$	$\pm 3,0$
	0,8	-	$\pm 4,8$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$
	0,7	-	$\pm 3,9$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
126, 127 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,2$	$\pm 2,8$
	0,8	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
10 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	$\pm 10,8$	$\pm 3,7$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$
	0,8	$\pm 8,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,7	$\pm 7,5$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
	0,5	$\pm 6,6$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
11, 13, 58, 60, 81, 83, 84, 111, 130, 132, 134, 137, 138, 139 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	$\pm 10,9$	$\pm 3,9$	$\pm 2,9$	$\pm 2,5$
	0,8	$\pm 8,5$	$\pm 3,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
	0,7	$\pm 7,6$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,5	$\pm 6,7$	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
61, 62, 66, 67, 71, 72, 75, 88, 89, 91, 92, 96-98, 128, 136 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425-2005	0,9	$\pm 4,2$	$\pm 3,9$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	0,8	$\pm 3,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
	0,7	$\pm 3,6$	$\pm 3,5$	$\pm 3,2$	$\pm 3,2$
	0,5	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
51, 52, 54, 55, 112, 114, 116, 118 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,3$	$\pm 2,9$
	0,8	-	$\pm 5,2$	$\pm 3,0$	$\pm 2,4$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,6$	$\pm 2,3$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
79 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ 26035-83	0,9	$\pm 12,3$	$\pm 4,9$	$\pm 3,6$	$\pm 3,2$
	0,8	$\pm 10,3$	$\pm 3,8$	$\pm 2,7$	$\pm 2,6$
	0,7	$\pm 9,5$	$\pm 3,4$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
	0,5	$\pm 8,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
143 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0) ГОСТ Р 52425-2005	0,9	$\pm 6,5$	$\pm 4,6$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$
	0,8	$\pm 5,6$	$\pm 4,2$	$\pm 3,8$	$\pm 3,8$
	0,7	$\pm 4,9$	$\pm 3,9$	$\pm 3,6$	$\pm 3,6$
	0,5	$\pm 4,2$	$\pm 3,6$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
131, 140 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ 26035-83	0,9	$\pm 5,9$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,8	$\pm 4,8$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	0,7	$\pm 4,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 4,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
90, 93-95, 129, 135, 144- 147, 150-152 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5) ГОСТ Р 52425-2005	0,9	$\pm 3,2$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$
	0,8	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,7	$\pm 2,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ± 5 с					

Продолжение таблицы 3

Примечания:
1. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы допускаемой относительной погрешности, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	152
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК 7, 10, 11, 13, 58, 60-62, 66, 67, 71, 72, 75, 79, 81, 83, 84, 88, 89-108, 111, 128-132, 134-147, 150-152 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, УСВ, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 120000 2 140000 2 100000 2 45000 2 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях,	113,7
сут, не менее	10
при отключении питания, лет, не менее	
для счетчиков типа Альфа А1800:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях,	170
сут, не менее	5
при отключении питания, лет, не менее	
для УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях	
электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии,	
потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для серверов:	
хранение результатов измерений и информации состояний	
средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий счетчиков, УСПД и серверов фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

- защита на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароль на УСПД;

пароли на серверах, предусматривающие разграничение прав доступа к этим данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

збору не реже одного разу в сутки (функція автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	52
Трансформаторы тока	ТЛК-10	14
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	10
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	34
Трансформаторы тока	ТЛО-10	98
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	18
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	40
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	11
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАЛИ-НТЗ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	13
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-10	4
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	11
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	10
Трансформаторы напряжения	НТМК-6У4	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ-10М	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	10
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	7

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	87
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	48
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	7
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	5
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
КС ПАО «Россети Московский регион»	Сервер на базе IBM-совместимого промышленного компьютера	1
СБД ПАО «Россети Московский регион»	Сервер на базе IBM-совместимого промышленного компьютера	1
СБД ЗАО «БЭЛС»	Сервер на базе IBM-совместимого промышленного компьютера	1
Паспорт-формуляр	РТ.7731411714. 424179.35 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «БЭЛС», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2011.10841.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройПроект»
(ООО «ЭССП»)
ИНН 3329033950
Адрес: 600000, г. Владимир, ул. Большая Московская, д. 22А
Телефон: (4922) 47-09-37, (4922) 47-09-36
Факс: (4922) 47-09-37

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (495) 544-00-00, (499) 129-19-11

Факс: (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 72293-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПримаЭнерго» (АО «ГК «Ока»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПримаЭнерго» (АО «ГК «Ока») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «ПримаЭнерго» (АО «ГК «Ока»), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Корректировка часов сервера БД выполняется автоматически от УСВ в случае расхождения времени на величину не более ± 2 с, но не чаще, чем 1 раз в час. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически от сервера БД в случае расхождения времени часов счетчика и сервера БД на величину более ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифробуквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ: 464-37.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ТП-4755 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1	ТТИ-100 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,0	±3,2
2	ТП-4755 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2	ТТИ-100 Кл. т. 0,5 1500/5 Рег. № 28139-12	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,5
3	ТП-50 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,3
4	ТП-50 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,6
						активная	±1,0	±3,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±2,4	±5,6
								±5

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I = 0,05 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-4 от плюс 5 до плюс 30 °С.
- 4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов.
- 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ, °C – температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от – 40 до +40 от – 40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- Защищённость применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
 - счётчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
 - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПримаЭнерго» (АО «ГК «Ока») типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТТИ-100	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-Формуляр	РЭК 02.076.06.00 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПримаЭнерго» (АО «ГК «Ока»)), аттестованной ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Региональная энергетическая компания»
(ООО «РЭК»)
ИНН 5262252639
Адрес: 603137, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. 40 лет Победы, дом № 4, пом. № П 7
Телефон: +7 (831) 234-01-73
E-mail: info@rek-21.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7705362965
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 74882-19

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Тандер» (25-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Тандер» (25-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из измерительных каналов (ИК).

ИК АИИС КУЭ состоят из двух уровней.

Первый уровень – измерительные каналы точек учета, включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер IBMx3650M3 АО «Тандер» с установленным серверным программным обеспечением (программный комплекс «Энергосфера»), устройство синхронизации системного времени типа УСВ-3, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64242-16, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений активной и реактивной электроэнергии (прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин;
- сбор и передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК;
- автоматическое выполнение измерений времени и ведение единого времени в составе СОЕВ АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений (приращений электроэнергии прямого и обратного направлений) с заданной дискретностью 30 мин;
- хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте (с электронной подписью);

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным журналов событий на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение диагностики и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- обеспечение конфигурирования и настройки параметров АИИС КУЭ;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» на уровне измерительно-информационного комплекса;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи и восстановления питания.

Первичные фазные токи и напряжения преобразовываются измерительными трансформаторами (в случае счетчиков прямого включения – счетчиками) в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии. Сервер автоматически не реже одного раза в сутки и/или по запросу проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчиков.

Информационное взаимодействие между уровнем ИВК и счетчиками выполняется посредством каналообразующей аппаратуры по протоколу TCP/IP. Передача данных организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

В сервере осуществляется хранение результатов измерений и отображение информации по подключенным к серверу устройствам. Посредством сервера происходит отображение информации на автоматизированных рабочих местах (АРМ). Вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется на уровне ИВК (ПО «Энергосфера») либо на уровне информационно-измерительных комплексов (внутреннее ПО счетчика).

На сервере информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Информация с сервера может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия и/или по сотовой GSM связи (GPRS соединение).

Передача информации заинтересованным субъектам происходит по сети Internet (сервер – каналообразующая аппаратура – заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени сервера и шкалы времени устройства синхронизации системного времени происходит один раз в 60 минут. Не реже чем один раз в сутки осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером.

Коррекция шкалы времени счетчика сервером осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на 2 секунды. При этом интервал, на который будет выполнена коррекция, выбирается индивидуально для каждого счетчика.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер №001. Заводской номер указан на титульном листе паспорта-формуляра СТПА.411711.ТН20.ФО.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, сервера и АРМ на основе специализированного программного пакета – программный комплекс «Энергосфера» (ПО «Энергосфера»).

Метрологически значимой частью специализированного ПО АИИС является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учёта, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные библиотеки pso_metr.dll приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Другие идентификационные данные	pso_metr.dll

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов точек учета АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование измерительных каналов точек учета	Состав первого уровня измерительных каналов точек учета		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	ММ Фаустино, г. Волгоград, ул. Череповецкая, д. 5, РП-1100 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ВЛ2 0,4 кВ магазина «Фаустино»	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
2	ГМ Воскресенск-2, г. Воскресенск, ул. Советская, д. 3 «Б» ГРЩ № 2 0,4 кВ гипермаркета «Воскресенск-2»; РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод № 1	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
3	ГМ Воскресенск-2, г. Воскресенск, ул. Советская, д. 3 «Б» ГРЩ № 2 0,4 кВ гипермаркета «Воскресенск-2»; РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод № 2	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
4	ГМ Воскресенск-2, г. Воскресенск, ул. Советская, д. 3 «Б» ГРЩ № 1 0,4 кВ гипермаркета «Воскресенск-2»; РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод № 1	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
5	ГМ Воскресенск-2, г. Воскресенск, ул. Советская, д. 3 «Б» ГРЩ № 1 0,4 кВ гипермаркета «Воскресенск-2»; РУ 0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод № 2	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
7	ММ Эллада, г. Краснодар, ул. им. Дзержинского, 16, ВРУ 0,4 кВ магазина «Эллада», СШ 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
8	ММ Амулий, г. Краснодар, ул. Им. Вавилова Н.И., 20, ВРУ 0,4 кВ магазина «Амулий», СШ 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
10	ММ Страховой, г. Краснодар, ул. Яна Полуяна, 53/ул. им. Архитектора Ишунина, 2, ВРУ 0,4 кВ магазина «Страховой», Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
11	ММ Страховой, г. Краснодар, ул. Яна Полуяна, 53/ул. им. Архитектора Ишунина, 2, ВРУ 0,4 кВ магазина «Страховой», Ввод 2 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
12	ММ Шитье, г. Краснодар, ул. им. Космонавта Гагарина/им. Тургенева, 232/109, ВРУ 0,4 кВ магазина «Шитье», Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
13	ММ Шитье, г. Краснодар, ул. им. Космонавта Гагарина/им. Тургенева, 232/109, ВРУ 0,4 кВ магазина «Шитье», Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
14	ММ Дончанка, п. Каменноостский, ул. Привокзальная, 18, ВРУ 0,4 кВ магазина «Дончанка», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
15	ММ Хлопчатый, г. Ростов, ул. Чайковского, д. 33, ВРУ 0,4 кВ магазина Магнит ММ Хлопчатый, С.Ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
16	ММ Альхесирас, г. Рыбинск, ул.Ворошилова, 26 А, ВРУ 0,4 кВ магазина «Альхесирас», СШ 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
17	ММ Полуостров, п. Каменники, ул. Юбилейная, д. 6, ВРУ 0,4 кВ магазина «Полуостров», СШ 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
19	ММ Фарум, г. Электросталь, ул. Западная, д. 18В ЩУ-0,4 кВ магазина «Магнит» «Фарум», КЛ2 0,4 кВ магазина «Магнит» «Фарум»	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
20	МК Индия, г. Казань, ул. Дубравная, д. 43А, ВРУ 0,4 кВ жилого дома, КЛ 0,4 кВ магазина «Индия»	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
21	МК Электронной, г. Казань, ул. Баки Урманче, 8, ВРУ 0,4 кВ нежилого помещения ООО АРЕАЛ ВЩУ 0,4 кВ магазина Электронной, С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
22	ММ Знаменитый, г. Казань, пр. Победы, 43, ВРУ 0,4 кВ магазина Знаменитый, С.Ш. 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 кл.т 1,0/2,0 рег. № 48266-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
24	ММ Матерый, г. Краснодар, ул. Уральская, д. 11, ВРУ 0,4 кВ магазина «Магнит» ММ «Матерый», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
26	МК Пектолит, Краснодарский край, ст. Новоминская, ул. Ленина, д. 25, корп. Д ВРУ 0,4 кВ магазина «Пектолит», СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
27	МК Осина, г. Ирбит, ул. Белинского, д. 2Б ВРУ 0,4 кВ нежилого помещения магазина «Осина», ввод 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
29	МК Турлук, ст. Ленинградская, ул. Кооперации, 129, ВРУ 0,4 кВ магазина «Турлук», 1С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
30	МК Турлук, ст. Ленинградская, ул. Кооперации, 129, ВРУ 0,4 кВ магазина «Турлук», 2С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
42	ММ Салтаим, г. Саранск, ул. Веселовского, д. 62В ТП 215 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Щит 1, Руб. 3	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
43	ММ Штурвал, г. Саранск, ул. Есенина, д. 14 ТП 670 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Щит 1, Руб. 4	ТТК кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 56994-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
44	ММ Ковдор, г. Саранск, пр-т 60 лет Октября, д. 117 ТП 724 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Щит 1, Руб. 2	ТТК кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 56994-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
45	ММ Дверка, г. Саранск, ул. Коваленко, д. 6а ТП 413 10 кВ, РУ 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Щит 1, Руб. 13	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
50	МК Керкер, г. Стерлитамак, пр-т Октября, д. 43 ВРУ 0,4 кВ магазина «Керкер», СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
51	ММ Науру, Тюменский р-н, с. Горьковка, ул. Молодежная, д. 1/1 ВРУ 0,4 кВ нежилого помещения магазина «Науру», СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
56	ММ Пароварка, г. Волгоград, ул. им. Генерала Штеменко, д. 43; ВРУ 0,4 кВ магазина «Пароварка», 1СШ 0,4 кВ; Ввод 1 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
57	ММ Пароварка, г. Волгоград, ул. им. Генерала Штеменко, д. 43; ВРУ 0,4 кВ магазина «Пароварка», 2СШ 0,4 кВ; Ввод 2 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
58	ММ Элкедра, г. Волгоград, ул. им. Еременко, д. 130А ТП 735 6 кВ; РУ 0,4 кВ; СШ 0,4 кВ; гр.5; КЛ 1 0,4 кВ магазина «Элкедра»	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
59	ММ Элкедра, г. Волгоград, ул. им. Еременко, д. 130А, ТП 745 6 кВ; РУ 0,4 кВ; СШ 0,4 кВ; гр.5; КЛ 2 0,4 кВ магазина «Элкедра»	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
60	ММ Палаццо, г. Волгоград, ул. Хользунова, д. 36/1; ВРУ 0,4 кВ магазина «Палаццо», СШ 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
61	ММ Официальный, г. Волгоград, ул. Варшавская, д. 2; ВРУ 0,4 кВ магазина «Официальный», 1 СШ 0,4 кВ; Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
62	ММ Официальный, г. Волгоград, ул. Варшавская, д. 2; ВРУ 0,4 кВ магазина «Официальный», 2 СШ 0,4 кВ; Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
63	ММ Тайна, г. Елабуга, ул. Горького, д. 107В ВРУ 0,4 кВ магазина «Магнит» ММ «Тайна», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
68	ММ Онежское, г. Россошь, ул. Пролетарская, д. 150Г, ТП № 30 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, С.Ш. 0,4 кВ, ВЛИ 0,4 кВ магазина «Онежское»	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
72	ММ Авлос, г. Ижевск, ул. Калининградская, 3; ВРУ 0,4 кВ нежилое здание – магазин «Авлос», СШ 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
73	ММ Асцендент, г. Казань, ул. Кулахметова, д. 17, корп.2, ТП 2778 10 кВ, РУ 0,4 кВ, С.Ш. 0,4 кВ, КЛ 1 0,4 кВ магазина «Асцендент»	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
74	ММ Асцендент, г. Казань, ул. Кулахметова, д. 17, корп. 2, ТП 2778 10 кВ, РУ 0,4 кВ, С.Ш. 0,4 кВ, КЛ 2 0,4 кВ магазина «Асцендент»	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
75	ГМ Тверь 1, г. Тверь, пр-т Октябрьский, д. 30, РП-14 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 С.Ш. 10 кВ, Яч. 12, КЛ 10 кВ	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 УЗ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
76	ГМ Тверь 1, г. Тверь, пр-т Октябрьский, д. 30, РП-14 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 С.Ш. 10 кВ, Яч. 13, КЛ 10 кВ	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 УЗ кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
77	ММ Катовице, с. Аксаково, ул. Вокзальная, д. 2, ВРУ 0,4 кВ магазина «Катовице», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
79	ММ Мир Изобилия, г. Вологда, ул. Ленинградская, д. 97 ЦВ 0,4 кВ магазина «Мир изобилия», Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
80	ММ Малахитовая, г. Кемерово, ул. Волгоградская, д. 3, ВРУ 0,4 кВ магазина «Малахитовая», 1 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
81	ММ Малахитовая, г. Кемерово, ул. Волгоградская, д. 3, ВРУ 0,4 кВ магазина «Малахитовая», 2 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
82	МК Абриола, г. Ростов-на-Дону, пр-т Стачки, д. 208 ВРУ 0,4 кВ магазина «Абриола» с.ш. 0,4 кВ; Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
83	МК Квиринал, г. Сибай, пр-т Горняков, д. 40 ВРУ 0,4 кВ МКД, КЛ2 0,4 кВ магазина «Квиринал»	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
84	ММ Фендерс, г. Уфа, ул. Гагарина, д. 41/1 ВРУ 0,4 кВ магазина «Фендерс», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
86	ММ Сорт, г. Ефремов, ул. Красная площадь, д. 2, ВРУ 0,4 кВ магазина «Сорт», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
87	ММ Затвор, г. Березники, ул. Юбилейная, д. 82 ВРУ 0,4 кВ магазина «Затвор», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 58465-14	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
88	ГМ Кемерово 2, г. Кемерово, ул. Гончарная, д. 2 ВРУ 0,4 кВ ГМ Кемерово 2 АО «Тандер», Ввод-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 48266-11
89	ГМ Кемерово 2, г. Кемерово, ул. Гончарная, д. 2 ВРУ 0,4 кВ ГМ Кемерово 2 АО «Тандер», Ввод-2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 48266-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
90	МК Гудайра, г. Кемерово, пр-т Шахтеров, д. 42 а ВРУ 0,4 кВ магазина «Гудайра», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
91	ММ Стотинка, г. Кемерово, пр-т Шахтеров, д. 42 а ВРУ 0,4 кВ магазина «Стотинка», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
92	ММ Георгиевский, г. Кемерово, пр-т Шахтеров д. 48 а ВРУ 0,4 кВ магазина «Георгиевский», Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
93	МК Действие, г. Кемерово, пр-т Шахтеров, д. 90 ВРУ 0,4 кВ магазина «Действие», Ввод-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
94	МК Действие, г. Кемерово, пр-т Шахтеров, д. 90 ВРУ 0,4 кВ магазина «Действие», Ввод-2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
95	ММ Дамма, г. Киров, ул. Современная, д. 5 ЩУР-0,4 кВ магазина «Дамма», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
96	ММ Дульсе, г. Киров, ул. Азина, д. 15 ТП-1225 10 кВ, РУ 0,4 кВ, С.Ш. 0,4 кВ, Ф-9, КЛ 0,4 кВ магазина Дульсе	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
98	МК Свекольный, ст. Платнировская, ул. Красная, д. 53 ВПУ 0,4 кВ магазина «Свекольный», Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
99	ММ Голосистый, г. Кыштым, ул. Чернышевского, 3, ВРУ 0,4 кВ ООО Лига, ЩУ 0,4 кВ магазина Голосистый, КЛ 0,4 кВ магазина Голосистый	ТТИ кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
100	МК Фудзияма, г. Кыштым, ул. Карла Либкнехта, д. 115, ВРУ 0,4 кВ магазина, С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
101	ГМ Кыштым-1, г. Кыштым, ул. Карла Либкнехта, д. 164, ТП 164 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ввод-1	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 47957-11	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
102	ГМ Кыштым-1, г. Кыштым, ул. Карла Либкнехта, д. 164, ТП 164 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Ввод-2	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 800/5 рег. № 47957-11	-	Меркурий 233 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 34196-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
104	ММ Ликаста, Тамбовская обл, Мичуринский р-н, с. Заворонежское, ул. Советская, д. 91 ТП №183 6кВ, РУ 0,4кВ, ВЛИ 0,4кВ Магазина Ликаста	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 58385-14	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
105	ММ Чеховский, г. Сочи, ул. Чехова, д. 41 ВРУ 0,4 кВ магазина «Чеховский», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 125/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
106	ММ Льюис, г. Тюмень, ул. Республики, д. 94/1и, ВРУ 0,4 кВ нежилого помещения магазина «Льюис», СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
108	ММ Множительный, г. Урюпинск, пр-т Ленина, д. 123, пом. 2 ВРУ 0,4 кВ магазина «Множительный», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
109	ММ Больцман, г. Чебоксары, ул. Академика А. Н. Крылова, д. 9, пом. 17 ВРУ 0,4 кВ магазина «Магнит» «Больцман», 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
110	ММ Больцман, г. Чебоксары, ул. Академика А. Н. Крылова, д. 9, пом. 17 ВРУ 0,4 кВ магазина «Магнит» «Больцман», 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
111	ММ Тмутараканский, г. Чебоксары, ул. Пирогова, д. 1, кор. 3 Шкаф АВР 0,4 кВ (ВРУ 3 0,4 кВ нежилого помещения, г. Чебоксары, ул. Пирогова, 1, корп.3), КЛ 0,4 кВ магазина Тмутараканский	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 22656-07	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
112	ММ Термин, г. Чебоксары, ул. Энтузиастов, д. 5Б ВРУ 0,4 кВ нежилого помещения №1 (магазин Магнит Термин), г. Чебоксары, ул. Энтузиастов, 5 Б, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
113	МК Течение, г. Димитровград, ул. Королева, д. 8 ЩУ 0,4кВ магазина «Течение», Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
114	ММ Консенсус, г. Димитровград, ул. Менделеева, д. 6, ВРУ 0,4 кВ магазина «Консенсус», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
115	ММ Деряба, г. Киров, ул. Стахановская, д. 16 ТП-509 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, 2С.Ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ магазина «Деряба»	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 58386-14	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
116	ММ Регата, Туапсинский р-н, п. Тюменский, участок № 1А ЩУ 0,4 кВ магазина «Регата», ВЛИ1 0,4 кВ магазина «Регата»	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
117	ММ Десерт, г. Пенза, пр. Победы, 16 ВРУ 0,4 кВ магазина «Магнит» «Десерт», С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5S Ктт = 125/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
118	ГМ Волгоград-6, г. Волгоград, ул. Metallургов, д.37, БКТП-А.2630 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.№7, КЛ1.1 6 кВ	ТОЛ кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17
119	ГМ Волгоград-6, г. Волгоград, ул. Metallургов, д.37, БКТП-А.2630 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.№8, КЛ2.1 6 кВ	ТОЛ кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12
П р и м е ч а н и е: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.				

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер измерительных каналов	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-информационных каналов при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1, 7, 11, 14 – 16, 17, 19, 20 – 22, 26, 27, 29, 30, 50, 51, 56, 57, 63, 72, 77, 79, 80 – 84, 86, 90 – 92, 95, 98, 100, 106, 112, 113	1,0	-	±3,1	±2,8	±2,8
	0,9	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,8	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,7	-	±3,3	±3,0	±3,0
	0,5	-	±3,3	±3,0	±3,0
2 – 5, 8, 10, 12, 13, 24, 42 – 45, 58 – 62, 68, 73, 74, 87 – 89, 93, 94, 96, 99, 101, 102, 104, 105, 108 – 110, 111, 114 – 117	1,0	-	±2,1	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,8	±1,9	±1,8
	0,8	-	±3,3	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±5,5	±3,1	±2,4
75, 76, 118, 119	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,9	±2,1	±1,9
	0,8	-	±3,4	±2,2	±2,0
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,2
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7

Окончание таблицы 3

Номер измерительных каналов	$\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-информационных каналов при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 7, 11, 14 – 16, 17, 19, 20 – 22, 26, 27, 29, 30, 50, 51, 56, 57, 63, 72, 77, 79, 80 – 84, 86, 90 – 92, 95, 98, 100, 106, 112, 113	0,9	-	$\pm 5,9$	$\pm 5,9$	$\pm 5,9$
	0,8	-	$\pm 5,9$	$\pm 5,7$	$\pm 5,7$
	0,7	-	$\pm 5,9$	$\pm 5,7$	$\pm 5,7$
	0,5	-	$\pm 5,9$	$\pm 5,7$	$\pm 5,7$
2 – 5, 8, 10, 12, 13, 24, 42 – 45, 58 – 62, 68, 73, 74, 87 – 89, 93, 94, 96, 99, 101, 102, 104, 105, 108 – 110, 111, 114 – 117	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,7$	$\pm 4,1$
	0,8	-	$\pm 5,5$	$\pm 4,0$	$\pm 3,6$
	0,7	-	$\pm 4,8$	$\pm 3,7$	$\pm 3,5$
	0,5	-	$\pm 4,3$	$\pm 3,6$	$\pm 3,5$
75, 76, 118, 119	0,9	-	$\pm 7,3$	$\pm 4,9$	$\pm 4,4$
	0,8	-	$\pm 5,6$	$\pm 4,1$	$\pm 3,8$
	0,7	-	$\pm 4,9$	$\pm 3,8$	$\pm 3,6$
	0,5	-	$\pm 4,3$	$\pm 3,6$	$\pm 3,5$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ($\pm\Delta$), с					5
П р и м е ч а н и е: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$. 3 Для счетчиков непосредственного включения нижний предел по току составляет 10 % .					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 0,87 от +15 до +25
Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49 до 51 не ниже 0,5 от -40 до +50 от +10 до +35
Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 24 70000 1 45000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования,
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами,
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере,

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала,
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков электрической энергии,
- фактов пропадания напряжения,
- фактов коррекции шкалы времени.

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66	63 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	15 шт.
Трансформатор тока	ТШП	9 шт.
Трансформатор тока	ТТК	6 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	18 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТТН-Ш	3 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6 шт.
Счетчик электрической энергии multifunctional	СЭТ-4ТМ.03М	8 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 230	51 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 234	14 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 233	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 236	8 шт.
Сервер БД	IBMx3650M3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Паспорт – формуляр	СТПА.411711. ТН20.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Тандер» (25-я очередь)». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639, и зарегистрирована в Федеральном реестре методик измерений под № ФР.1.34.2019.34737.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СТАНДАРТ» (ООО «СТАНДАРТ»)
ИНН 5261063935
Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, проспект Гагарина, д. 39, литер А2, офис 11
Телефон: +7 (831) 280-96-65
Web-сайт: www.pro-standart.com
E-mail: info@pro-standart.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7727061249
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 40562-09

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «УК «Кузбассразрезуголь», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия, а также сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) факта коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.
Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики			Границы интервала основной погрешности (±δ), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	6	7	8	9
01	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 7, ф. 6-41-7р	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07			2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
02	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 8, ф. 6-41-8р	ТТ	ТJM-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69	СТВ-01 Пер. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
03	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 13, ф. 6-41-13р	ТТ	ТJM-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
04	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 14, ф. 6-41-14р	ТТ	ТJM-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
05	ПС 110 кВ Кедровая, РУ-6 кВ, яч. 16, ф. 6-41-16р	ТТ ТН Электросчетчик	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-69 НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07 A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,1
06	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ-6 кВ, яч. 21, Ввод 6 кВ Т-1	ТТ ТН Электросчетчик	ТШЛ-СЭЦ 1500/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 51624-12 ЗНОЛ-СЭЦ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 54371-13 A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1
07	ПС 35 кВ Рябиновая, РУ-6 кВ, яч. 26, Ввод 6 кВ Т-2	ТТ ТН Электросчетчик	ТШЛ-СЭЦ 1500/5; кл.т. 0,5S Рег.№ 51624-12 ЗНОЛ-СЭЦ 6000/√3/100/√3; кл.т. 0,5 Рег.№ 54371-13 A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11		Активная Реактивная	1,1 2,7	3,0 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденных типов.
- 5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версий не ниже указанной в описании типа средств измерений.
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1-5 - для ИК № 6-10 - коэффициент мощности, $\cos\phi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков ИК № 1-10 - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +70 от +15 до +25 от +15 до +25 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	120 000 2 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	6
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	10
Измерительный трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ	4
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	2
Измерительный трансформатор тока	ТОП	6

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	10
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Программное обеспечение	Metercat	1
Паспорт-формуляр	ПК110/06-1.010.ФО.3	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Осинниковский угольный разрез» аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)
ИНН 6661105959
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В
Телефон: +7 (343) 251 19 96
E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 9729315781
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 40704-13

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Бачатский угольный разрез» с Изменением №1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Бачатский угольный разрез» с Изменением №1 предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «УК «Кузбассразрезуголь», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия, а также сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML формата, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при отклонении шкалы времени сервера ИВК и СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера ИВК на величину равной или более 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) факта коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в паспорте-формуляре.
Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и основные метрологические характеристики

Номер ИИК	Наименование объекта учета	Средство измерений		Источник точного времени	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Вид СИ	Тип, метрологические характеристики			Границы интервала основной погрешности (±δ), %	Границы интервала погрешности, в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	6	7	8	9
01	ПС 110 кВ Технологическая, РУ-6 кВ, яч. 9, ф. 6-1-9	ТТ	ТПЛМ-10 150/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2363-68	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,3 5,4
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
02	ПС 35 кВ Бачатская № 31, Ввод-10 кВ Т-1	ТТ	ТПОЛ-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
03	ПС 35 кВ Бачатская № 31, Ввод-10 кВ Т-2	ТТ	ТПОЛ-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 1261-59		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RAL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
04	ПС 35 кВ Бачатская № 31, РУ-СН 0,4 кВ №1, ввод 0,4 кВ	ТТ	ТТИ 200/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 28139-12		Активная	1,0	3,1
		ТН	-		Реактивная	2,3	5,0
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
05	ПС 35 кВ Бачатская № 31, РУ-СН 0,4 кВ №2, ввод 0,4 кВ	ТТ	ТТИ 200/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 28139-12	СТБ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,0	3,1
		ТН	-		Реактивная	2,3	5,0
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
06	ПС 35 кВ Бачатская № 31, РУ-10 кВ, яч. 24, ф.10-31-24	ТТ	ТПЛМ-10 100/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2363-68		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
07	ПС 35 кВ Бачатская № 31, РУ-10 кВ, яч. 8, ф.10-31-8	ТТ	ТПЛМ-10 100/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2363-68		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 10000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
08	ПС 35 кВ Промузловая № 10, РУ-6 кВ, яч. 8, ф.6-10-8	ТТ	ТЛМ-10 400/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 2473-05	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИТ-10 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 16687-07		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
09	ПС 35 кВ Бачатская №5, РУ-6 кВ, яч. 6, ф.6-5-6	ТТ	ТЛК-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 9143-06		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 20186-00		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				
10	ПС 35 кВ Бачатская №5, РУ-6 кВ, яч. 7, ф.6-5-7	ТТ	ТЛК-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 9143-06		Активная	1,1	3,2
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 20186-00		Реактивная	2,7	5,1
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ПС 35 кВ Бачатская №5, РУ-6 кВ, яч. 13, ф.6-5-13	ТТ	ТЛК-10 600/5; кл.т. 0,5 Рег.№ 9143-06	СТВ-01 Рег. № 49933-12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,2 5,5
		ТН	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100; кл.т. 0,5 Рег.№ 20186-00				
		Электросчетчик	A1805RL-P4GB-DW-3 кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-06				

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0.95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной энергии на интервале времени 30 минут.

3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

4 Допускается замена источника точного времени на аналогичные утвержденные типов.

5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 1-11 - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков ИК № 1 - ИК №№ 2 – 11 - для СТВ-01 - для сервера	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +70 от 0 до +25 от +15 до +25 от +15 до +25 от +15 до +20
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: <u>Электросчетчики Альфа А1800:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>СТВ-01:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <u>Сервер:</u> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	120 000 2 100 000 2 80 000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	113,7 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике;
- пропадание напряжения пофазно.

журнал сервера:

- параметрирования;
- замены счетчиков;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищённость применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счётчике электрической энергии;
- пароль на сервере АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- АРМ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ способом цифровой печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт./экз.
1	2	3
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10	6
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Измерительный трансформатор тока	ТТИ	6
Измерительный трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик активной и реактивной электрической энергии	Альфа А1800	11
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Программное обеспечение	Metercat	1
Паспорт-формуляр	ЭПК110/06-1.002.ФО.1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» - «Бачатский угольный разрез» аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Энергопромышленная компания» (ЗАО «ЭПК»)
ИНН 6661105959
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96-В
Телефон: +7 (343) 251 19 96
E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 9729315781
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» ноября 2022 г. № 2794

Регистрационный № 69336-17

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РП 220 кВ Волгодонск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РП 220 кВ Волгодонск (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК (АИИС КУЭ) формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.062.01. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Волгодонск-ГОК	CTSG кл.т. 0,2S КТТ = 1000/5 рег. № 46666-11	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН = (220000/√3/100/√3) рег. № 81618-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220кВ Ростовская АЭС - Волгодонск № 1	SB 0,8 кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 20951-01	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН = (220000/√3/100/√3) рег. № 81618-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		
3	ВЛ 220кВ Ростовская АЭС - Волгодонск № 2	SB 0,8 кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 20951-01	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН = (220000/√3/100/√3) рег. № 81618-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		
4	ОВВ-220 кВ	SB 0,8 кл.т. 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 20951-01	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН = (220000/√3/100/√3) рег. № 81618-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ-220 кВ «Волгодонская ТЭЦ-2 – РП Волгодонск»	SB 0,8 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 20951-01	НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3/100/√3) рег. № 81618-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	КЛ 6 кВ ф.5 ПС «НС 13»	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 16687-02	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2 – 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2 – 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 50000 72 220000 72

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД RTU325: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	CTSG	3 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.062.01ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РП 220 кВ Волгодонск». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) РП 220 кВ Волгодонск

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.