

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Блоки защиты двигателя	БЗД	С	85895-22	исп. ЛДАР.469239.340 зав. № 001, исп. ЛДАР.469239.340-01 зав. № 002	Общество с ограниченной ответственностью внедренческая фирма "ЭЛНА" (ООО ВФ "ЭЛНА"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью внедренческая фирма "ЭЛНА" (ООО ВФ "ЭЛНА"), г. Москва	ОС	МИ 2539-99	2 года	Общество с ограниченной ответственностью внедренческая фирма "ЭЛНА" (ООО ВФ "ЭЛНА"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	01.02.2022
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ЭСК "Красное Сормо-	Обозначение отсутствует	Е	85896-22	969.02	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "ЭСК "Красное Сормово" (ООО "ЭСК "Красное Сормово"), г. Нижний Новгород	ОС	МП СМО-2403-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	28.03.2022

	во" (ПАО "Завод "Красное Сормово")												
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РКС-энерго" (потребитель АО "ЛО-ЭСК" - ПС-294 "Колтуши" 110/10/6 кВ)	Обозначение отсутствует	Е	85897-22	328	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская область, г. Шлиссельбург	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская область, г. Шлиссельбург	ОС	МП 028-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская область, г. Шлиссельбург	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	08.04.2022
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" Оренбургский Газоперерабатыва-	Обозначение отсутствует	Е	85898-22	04.001-2022	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП 26.51/125/22	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ООО "Энерго-тестконтроль", г. Москва	27.01.2022

	ющий завод												
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" Оренбургский Гелиевый завод	Обозначение отсутствует	Е	85899-22	04.002-2022	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП 26.51/121/21	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	24.12.2021
6.	Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	Е	85900-22	НКФ-220-58 У1 зав. № 4657, 33296, 53420, 53454, 53760, 56125, 56304, 56311, 32220, 32248; НКФ-220-58 ХЛ1 зав. № 58825, 32501, 32590, 32614	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	17.05.2022
7.	Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС	Garmin eTrex 30x	Е	85903-22	471162678, 471162661, 471162505, 471162510, 471162511, 471162513, 471162522, 471162553, 471162568, 471162569, 471162570, 471162644,	"ГАРМИН КОРПОРАЦИОН", Тайвань	"ГАРМИН КОРПОРАЦИОН", Тайвань	ОС	МП-325-RA.RU.310 556-2021	1 год	Федеральное государственное бюджетное учреждение "Центр лабораторного анализа и технических измерений по Северо-Западному Федеральному округу" (ФГБУ	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	12.04.2021

					471162646, 471162651, 471162652, 471162654, 471162655, 471162677, 471162679, 471162681, 471162682, 471162793, 471162794, 471162798, 471162808, 471162815						"ЦЛАТИ по Северо- Западному ФО"), г. Санкт- Петербург		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Сиенс Энергетика Трансформаторы"	Обозначение отсутствует	Е	85904-22	116	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская обл., г.о. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "Сиенс Энергетика Трансформаторы" (ООО "Сиенс Энергетика Трансформаторы"), г. Воронеж	ОС	МП 029-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Связь и Энергетика" (ООО "Связь и Энергетика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	13.04.2022
9.	Усилители программируемые изолирующие	SINEAX TV809	Е	85905-22	049/382948/010/005 , 049/382948/010/004 , 049/382948/010/021 , 049/381268/010/009	Camille Bauer LTD, Швейцария	Camille Bauer LTD, Швейцария	ОС	МП 206.1-149 -2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Сиенс Технологии Газовых Турбин" (ООО "Сиенс Технологии Газовых Турбин"), Ленинградская	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	18.01.2022

											область		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Апатитской ТЭЦ филиала "Кольский" ПАО "ТГК-1"	Обозначение отсутствует	Е	85906-22	305	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	Публичное акционерное общество "Территориальная генерирующая компания №1" филиал "Кольский" (ПАО "ТГК-1" филиал "Кольский"), Мурманская область, Кольский р-н, п. Мурмаши	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	12.04.2022
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ПС 220 кВ Ручьи	Обозначение отсутствует	Е	85907-22	001	Акционерное общество "Объединенная сбытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Объединенная сбытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Акционерное общество "Объединенная сбытовая компания" (АО "ОСК"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	12.04.2022
12.	Анализаторы гематологические автоматические	HEMAX	С	85908-22	мод. HEMAX 53 зав. № H5F012011, мод. HEMAX 320 зав. № H3A232569, мод. HEMAX 330 зав. № H3B039364, мод. HEMAX 530AL зав. № H5B100166, мод. HEMAX 530CT зав.	Компания "B&E Bio-Technology Co. Ltd, Китай	Компания "B&E Bio-Technology Co. Ltd", Китай	ОС	МП 244-0019-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "НЕОМЕДИКС" (ООО "НЕОМЕДИКС"), г. Барнаул	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	20.04.2022

					№ Н5С011004								
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "РКС-энерго" по ГТП Тихвинские городские электрические сети	Обозначение отсутствует	Е	85909-22	320/22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург	ОС	МП 26.51.43/07/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	08.04.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "РКС-энерго" по ГТП Бокситогорские городские электрические сети	Обозначение отсутствует	Е	85910-22	305/22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РКС-энерго" (ООО "РКС-энерго"), Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург	ОС	МП 26.51.43/08/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	15.04.2022
15.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	85911-22	001/22	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУ-КОЙЛ-Экоэнерго",	ОС	МП 26.51.43/06/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ" (ООО	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	22.04.2022

	ная коммерческого учета электроэнергии Краснополянская ГЭС ООО "ЛУ-КОЙЛ-Экоэнерго"					"ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва	г. Ростов-на-Дону				"ЭНЕРГО-МЕТРОЛОГИЯ"), г. Москва		
16.	Системы автоматизированные измерительные	ТЕСТ-7007	С	85912-22	2104002	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	ОС	раздел 13 "Методика поверки" ФТКС.4117 13.369РЭ	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "VXI-Системы" (ООО "VXI-Системы"), г. Москва, г. Зеленоград	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	29.04.2022
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "КЗТО "РАДИАТОР"	Обозначение отсутствует	Е	85913-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосистемы" (ООО "Энергосистемы"), Нижегородская область, г.о. город Выкса, г. Выкса	Общество с ограниченной ответственностью "Кимрский завод теплового оборудования "РАДИАТОР" (ООО "КЗТО "РАДИАТОР"), Тверская область, г. Кимры	ОС	МП 10-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	21.03.2022
18.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	85914-22	У020	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	ОС	МП-057-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго-	ООО "Энер-Тест", Московская обл., г. Щёлково	21.01.2022

	энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Пла- тина					ЕЭС"), г. Москва	ЕЭС"), г. Москва				Мир"), г. Новосибирск		
19.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ЗАО "ЦРП"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	85915-22	82	Общество с ограниченной ответственно- стью "Элект- роконтроль" (ООО "Элект- роконтроль"), г. Москва	Закрытое ак- ционерное общество "Центр регио- нальных про- грамм" (ЗАО "ЦРП"), г. Воронеж	ОС	МП 26.51/146/2 2	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Элект- роконтроль" (ООО "Элект- роконтроль"), г. Москва	ООО "Энерго- тестконтроль", г. Москва	13.05.2022

Регистрационный № 85895-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Блоки защиты двигателя БЗД

Назначение средства измерений

Блоки защиты двигателя БЗД (далее - БЗД) предназначены для измерений аналоговых выходных сигналов датчиков в виде силы постоянного электрического тока и частоты переменного электрического тока, сигналов от термопар, регистрации и обработки аналоговых сигналов, характеризующих состояние технологических объектов.

Описание средства измерений

БЗД построен по модульному принципу и представляет собой многофункциональный проектно-компонованный комплекс программно-технических средств, имеющий большую гибкость при конфигурировании, что позволяет потребителю методом проектной компоновки выбирать необходимый аппаратный состав для решения различных задач управления, а также быстро перестраивать или наращивать контроллер в случае изменения параметров объекта управления. Конструкция контроллера позволяет встраивать его в стандартные монтажные шкафы или другое монтажное оборудование, защищающее от воздействий внешней среды.

Принцип действия БЗД основан на последовательных преобразованиях измеряемых величин в цифровой код.

БЗД выпускается в трех исполнениях:

- ЛДАР.469239.340 – базовое исполнение, четыре канала измерения частоты переменного тока и два канала измерения сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА;
- ЛДАР.469239.340-01 - четыре канала измерения частоты и два канала измерения сигналов от термопар;
- ЛДАР.469239.340-02 – четыре канала измерения частоты.

Заводской номер в формате числового кода наносится на лицевую или боковую поверхность БЗД в виде наклейки.

Общий вид БЗД представлен на рисунке 1. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.



Рисунок 1 – Общий вид БЗД

Пломбирование не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) контроллеров функционально разделено на метрологически значимое встроенное ПО БЗД и метрологически незначимое сервисное ПО «BZD service tool».

Встроенное ПО БЗД (прошивка) содержит метрологически значимые компоненты, оно устанавливается в энергонезависимую память БЗД в производственном цикле на заводе-изготовителе. Защита ПО БЗД обеспечена на аппаратном уровне исполняемые программы хранятся в ППЗУ БЗД и недоступны для изменения по интерфейсу RS-485. Уровень защиты «высокий» в соответствии с п.4.5 рекомендации Р 50.2.077-2014.

Сервисное ПО «BZD service tool» не является метрологически значимым, так как не выполняет преобразований из кода АЦП в физические единицы. Уровень защиты «низкий» в соответствии с п.4.5 рекомендации Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) контроллеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО БЗД

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BZD service tool
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 4.03
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики БЗД

Исполнение	Тип, диапазон измерений входного сигнала	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, γ , % от диапазона входного сигнала	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением темп. окружающей среды на каждые 10 °С
ЛДАР.469239.340	Измерение сигналов силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$
	Измерение сигналов частоты переменного тока в диапазоне от 500 до 16000 Гц	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$
ЛДАР.469239.340-01	Термопары типа К, J, E, T, N, R, S, B, A-1, A-2, A-3, L, M диапазоны в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$
	Измерение сигналов частоты переменного тока в диапазоне от 500 до 16000 Гц	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$
ЛДАР.469239.340-02	Измерение сигналов частоты переменного тока в диапазоне от 500 до 16000 Гц	$\pm 0,05$	$\pm 0,05$

Таблица 3 – Технические характеристики БЗД

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия применения: -температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 до 80 от 84,0 до 107
Рабочие условия применения - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при температуре +35°С, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 до 80 от 84,0 до 107
Параметры электрического питания Напряжение постоянного тока, В	24±5
Среднее время наработки на отказ контроллеров, часов, не менее	100000
Время установления рабочего режима, минут, не более	1,5
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - высота - глубина	130 260 85
Масса, кг, не более:	1,0

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации ЛДАР.469239.340 РЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность БЗД

Наименование	Обозначение	Количество
Блок защиты двигателя БЗД	ЛДАР.469239.340 ЛДАР.469239.340-01 ЛДАР.469239.340-02	1 шт.
Паспорт	ЛДАР.469239.340 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЛДАР.469239.340 РЭ	1 экз.
Сервисная ПО «BZD service tool»	ЛДАР.469239.340.05.V00	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ЛДАР.469239.340 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к блокам защиты двигателя

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

ЛДАР.469239.340 ТУ Блок защиты двигателя БЗД. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью внедренческая фирма «ЭЛНА»
(ООО ВФ «ЭЛНА»)

Юридический адрес: 123290, Россия, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хорошевский туп. 1-й Магистральный, д. 5А, блок С, этаж 4, офис 402

Почтовый адрес: 121170, Россия, г. Москва, Кутузовский пр-т, д. 36, стр. 41

ИНН 7718064370

Телефон: (499) 643-86-62

Web-сайт: <http://www.elnavf.ru>

E-mail: info@elnavf.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью внедренческая фирма «ЭЛНА»
(ООО ВФ «ЭЛНА»)

Юридический адрес: 123290, Россия, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хорошевский туп. 1-й Магистральный, д. 5А, блок С, этаж 4, офис 402

Почтовый адрес: 121170, Россия, г. Москва, Кутузовский пр-т, д. 36, стр. 41

ИНН 7718064370

Телефон: (499) 643-86-62

Web-сайт: <http://www.elnavf.ru>

E-mail: info@elnavf.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Россия, г. Москва, ул. Озерная, д.46

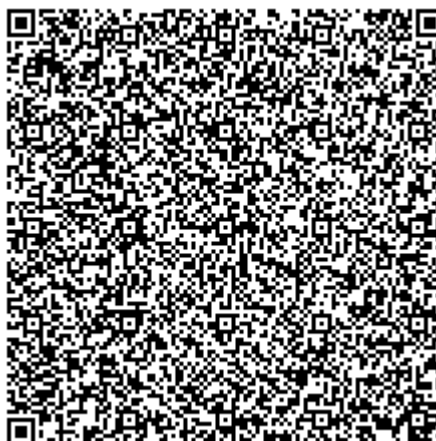
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 430-57-25

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85896-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Красное Сормово» (ПАО «Завод «Красное Сормово»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Красное Сормово» (ПАО «Завод «Красное Сормово»)) (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) и напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии,

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 «ЭСК «Красное Сормово», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее - УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2.0», технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов.

Сервер БД в автоматическом режиме или по запросу по сети Internet раз в сутки формирует отчеты с результатами измерений и отправляет информацию с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) представителя субъекта ОРЭМ с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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 также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков. Коррекция времени сервера БД АИИС КУЭ производится от УССВ. Сличение времени сервера БД АИИС КУЭ с временем УССВ происходит не реже

одного раза в сутки. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и УССВ.

Коррекция времени счетчиков производится от сервера БД АИИС КУЭ. При каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, происходит сличение времени часов сервера БД АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, 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 средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
BinaryPackControls.dll	Не ниже 8.0	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9D81 5476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		EO21 CF9C 974D D7EA 9121 984D 4754 D5C7	
ComIECFunction.dll		BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27	
ComModbusFunction.dll		AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917	
ComStdFunction.dll		EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373	
DateTimeProcessing.dll		D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D	
SafeValuesDataUpdate.dll		B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll		61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645	

ПО «Пирамида 2.0» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-48 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0962	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
2	РП-36 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.15	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
3	ЦРП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
					реактивная	± 2,6	± 5,3	
4	ЦРП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.22	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная	± 1,1	± 2,8	
					реактивная	± 2,6	± 5,3	
5	РТП-103 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.11	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 1261-02 Зав. № 4547 Зав. № 4545	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-02 Зав. № 0978	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17 Зав. №	активная	± 1,1	± 2,8	
					реактивная	± 2,6	± 5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ Дубравная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.13	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0962	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
7	ПС 110 кВ Дубравная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.14	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
8	ПС 110 кВ Дубравная, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч.35	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
9	ПС 110 кВ Дубравная, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.36	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
10	ПС 110 кВ Дубравная, Ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 58386-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 0,8	± 3,0
						реактивная	± 2,2	± 5,5
11	РП-29 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7	ТОЛ 10-І Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
12	РП-19 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
13	ТП-10 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.4	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	РП-20 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0962	активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
15	ТП-14 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16	ТОЛ10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
16	ЦРП 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 26	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
17	ТП-14 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.3	ТОЛ 10-І Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
18	РП-27 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
19	РТП-8 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТОЛ 10-І Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
20	РП-17 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 2,8 ± 5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 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 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 9 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 АИИС КУЭ приведены в таблице 3.
Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
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 и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: для электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 - температура окружающей среды в месте расположения сервера, - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 - среднее время восстановления работоспособности, ч	 220 000 2
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	 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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	 113 40 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;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 АИИС КУЭ ООО «ЭСК «Красное Сормово» (ПАО «Завод «Красное Сормово»)) 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./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	18
Трансформатор тока	ТЛШ-10	8
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТОЛ 10-I	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТОЛ10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	19
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	19
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1

Продолжение Таблицы 4 – Комплектность АИИС КУЭ.

1	2	3
УССВ	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.969.02 ПФ	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 «ЭСК «Красное Сормово» (ПАО «Завод «Красное Сормово») аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭСК «Красное Сормово» (ООО «ЭСК «Красное Сормово»)

ИНН 5263057670

Адрес: 603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

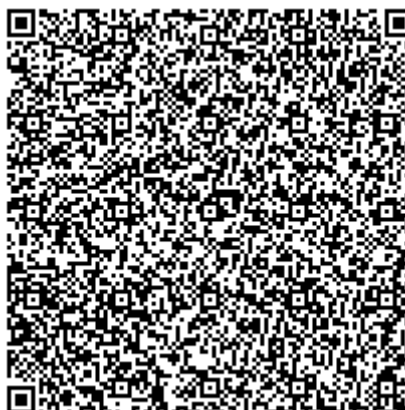
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312736



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85897-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» (потребитель АО «ЛОЭСК» - ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» (потребитель АО «ЛОЭСК» - ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ) (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, трёхуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) 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 3, 4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-327, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) ООО «РКС-энерго», сервер БД ПАО «Россети Ленэнерго», устройства синхронизации времени (далее – УСВ) типа УСВ-2 (Рег. № 41681-10) и УСВ-3 (Рег. № 64242-16), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида-Сети», ПО «АльфаЦЕНТР» и автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные поступают на сервер БД ПАО «Россети Ленэнерго».

Сервер БД ПАО «Россети Ленэнерго» при помощи ПО осуществляет обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Измерительные данные с сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго» не реже одного раза в сутки поступают или считываются на сервер БД ООО «РКС-энерго», в том числе с использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД ООО «РКС-энерго» с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TSP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC (SU).

Источником сигналов точного времени для сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго» является УСВ-2. Сравнение показаний часов сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго» и УСВ-2 происходит не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго» и УСВ-2.

Источником сигналов точного времени для сервера БД ООО «РКС-энерго» является УСВ-3. Сравнение показаний часов сервера БД ООО «РКС-энерго» и УСВ-3 происходит не реже одного раза в сутки. Коррекция часов сервера БД ООО «РКС-энерго» осуществляется при расхождении показаний часов сервера БД ООО «РКС-энерго» и УСВ-3 на величину более чем ± 1 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов УСПД и сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго» происходит не реже одного раза в сутки. Коррекция часов УСПД осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго» на величину более чем ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с (параметр программируемый).

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

Журналы событий сервера БД и УСПД 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 и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 328.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида-Сети», в состав которого входят модули, указанные в таблицах 1-2. ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида-Сети», ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида-Сети».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО сервера БД ООО «РКС-энерго»

Идентификационные признаки	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование модулей ПО:	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО сервера БД ПАО «Россети Ленэнерго»

Идентификационные признаки	Значение
Наименование ПО	ПО «Пирамида-Сети»
Идентификационное наименование модулей ПО:	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида-Сети» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.
Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида-Сети» 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 3 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ Колтуши (ПС 294), РУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.304, КЛ-10 кВ ф.294-304	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 / УСВ-2 Рег. № 41681-10 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
2	ПС 110 кВ Колтуши (ПС 294), РУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.404, КЛ-10 кВ ф.294-404	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±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 $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от 0 до +40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСПД, УСВ, на аналогичные утвержденных 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 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	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 и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 30 45 5 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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 АИИС КУЭ 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 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида-Сети»	1
Паспорт-Формуляр	ЭССО.411711.АИИС.328ПФ	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 «РКС-энерго» (потребитель АО «ЛОЭСК» - ПС-294 «Колтуши» 110/10/6 кВ)», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»
(ООО «РКС-энерго»)
ИНН 3328424479

Юридический адрес: 187320, Российская Федерация, Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург, ул. Жука, д. 3, пом. 204

Адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, Финляндский пр., д. 4 а, офисы 136-158

Телефон: +7 (800) 600-86-61, +7 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»
(ООО «РКС-энерго»)
ИНН 3328424479

Юридический адрес: 187320, Российская Федерация, Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург, ул. Жука, д. 3, пом. 204

Адрес: 194044, г. Санкт-Петербург, Финляндский пр., д. 4 а, офисы 136-158

Телефон: +7 (800) 600-86-61, +7 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Испытательный центр

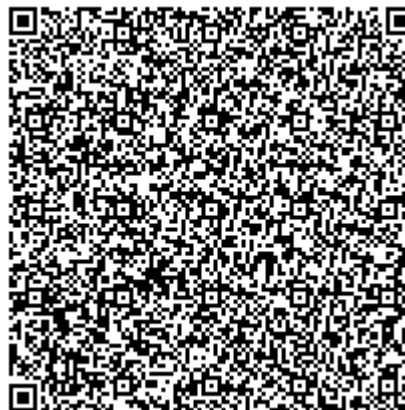
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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 об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по
проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.312429



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85898-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) типа Stratus FT Server 4700 P4700-2S, сервер синхронизации времени типа ССВ-1Г, автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт», каналаобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС.

ИВК осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени утвержденного типа, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика 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 на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в которое входит модуль синхронизации времени "АС_Time" с устройствами ГЛОНАСС.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные 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 ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Газзавод-1, ЗРУ-110 кВ, ввод 110 кВ 1Т	ТБМО-110 УХЛ1 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
2	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч.1	ТПОЛ-35 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
3	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ №1, 1 СШ 6 кВ, яч.109	ТЛП-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 30709-08	VRQ3n/S2 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 50606-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ №2, 3 СШ 6 кВ, яч.53	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛТ-6 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3640-73	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ №2, 5 СШ 6 кВ, яч.71	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛТ-6 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3640-73	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	ПС 110 кВ Газзавод-1, ЗРУ-110 кВ, ввод 110 кВ 2Т	ТБМО-110 УХЛ1 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
7	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч.9	ТПОЛ-35 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5717-76	НАЛИ-СЭЩ 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 51621-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
8	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ №1, 2 СШ 6 кВ, яч.209	ТЛП-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 30709-08	VRQ3n/S2 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 50606-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
9	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ №2, 4 СШ 6 кВ, яч.48	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛТ-6 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3640-73	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЗРУ-6 кВ №2, 6 СШ 6 кВ, яч.66	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛТ-6 6000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3640-73	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
11	ПС 110 кВ Газзавод-1 (ГПП-1), ЩГН-1 6 кВ, яч.5Г, ф.101 6 кВ	ТОЛ 10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
12	ПС 110 кВ Газзавод-3, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ 1Т	ТБМО-110 УХЛ1 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
13	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.15	ТПШЛ-10 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
14	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.20	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
15	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), Щит 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.А1	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
16	ПС 110 кВ Газзавод-3, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ 2Т	ТБМО-110 УХЛ1 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-05 ТБМО 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03 НАМИ 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
17	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.34	ТПШЛ-10 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
18	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.29	ТПШЛ-10 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
19	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), Щит 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.А2	ТПШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, ЩГН-3 6 кВ, яч.21, ф.320 6 кВ	ТЛШ-10 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
21	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), ЗРУ-6 кВ, ЩГН-4 6 кВ, яч.59, ф.304 6 кВ	ТЛШ-10 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
22	ПС 110 кВ Газзавод-3 (ГПП-2), Щит 6 кВ Т-32, яч.А2, ф.325 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
23	РП-2 6 кВ, ЩГН-2 6 кВ, яч.5Г, ф.102 6 кВ	ТЛО-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
24	ПС 6 кВ Р-1, Щит 6 кВ Т-11, яч.14, ф.149 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
25	ПС 6 кВ Р-1, Щит 6 кВ Т-12, яч.15, ф.150 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
26	ПС 6 кВ Р-1, Щит 6 кВ Т-13, яч.8, ф.151 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
27	ПС 6 кВ Северная, Щит 6 кВ 07.08ТА601, яч.17, ф.212 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
28	ПС 6 кВ Южная, Щит 6 кВ 14ТА901, яч.5, ф.210 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
29	ПС 6 кВ Южная, Щит 6 кВ 01.02.03ТА201, яч.9, ф.211 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

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 УСВ на аналогичные, утвержденных типов.			
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).			
4. 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 метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 6, 12, 16	Активная	0,6	1,4
	Реактивная	1,0	2,6
2-4, 7-9, 11, 13-15, 17-19	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,7
5, 10	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,9
20-26, 28, 29	Активная	0,9	1,6
	Реактивная	1,3	2,7
27	Активная	0,9	1,6
	Реактивная	1,3	3,0
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. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1, 6, 12, 16, 20-29 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$, и для ИК №№ 2-5, 7-11, 13-15, 17-19 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40 °С для ИК №№ 1-4, 6-9, 11-26, 28, 29 и от -10 °С до +40 °С для ИК №№ 5, 10, 27.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С ИК №№ 1-4, 6-9, 11-26, 28, 29 ИК №№ 5, 10, 27 температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +40 от -10 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ССВ-1Г: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

счетчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

ИВК, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и

соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

– защита информации на программном уровне:

– результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R	4
Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	25
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	10
	ТПОЛ-35	6
	ТЛП-10	6
	ТПШЛ-10	30
	ТОЛ 10	3
	ТБМО	2
	ТЛШ-10	6
	ТОЛ-СЭЩ-10	21
	ТЛО-10	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	10
	НАЛИ-СЭЩ	2
	VRQ3n/S2	6
	ЗНОЛТ-6	12
	НАМИТ-10	5
	НАМИ-10-95УХЛ2	9
	НАМИ	2
	ЗНОЛ	3
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер ИВК	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Документация		
Паспорт-формуляр	87570424.425210.081.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод, МВИ 26.51/125/22, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Газоперерабатывающий завод

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

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-128

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-128

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

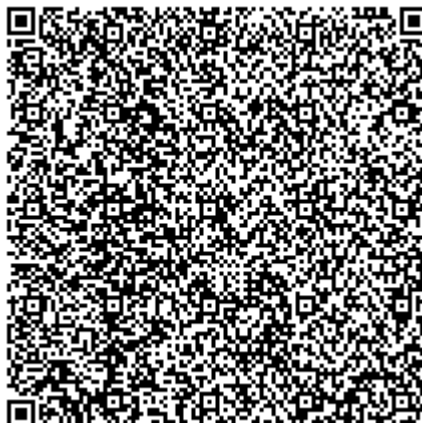
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85899-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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 напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) типа Stratus FT Server 4700 P4700-2S, сервер синхронизации времени типа ССВ-1Г, автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт», каналообразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС.

ИВК осуществляет автоматизированный обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени утвержденного типа, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки).

Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика 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 на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в которое входит модуль синхронизации времени "АС_Time" с устройствами ГЛОНАСС.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные 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 ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Гелий-1, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ 1Т	ТБМО 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 60541-15 ТБМО-110 УХЛ1 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-05	НАМИ 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15 НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
2	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №1, 1СШ 6 кВ, яч.9	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-03	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
3	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №1, 2СШ 6 кВ, яч.6	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-03	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
4	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №2, 5СШ 6 кВ, яч.Ш7	ТЛШ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
5	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №3, 7СШ 6 кВ, яч.Ш23	ТПШЛ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
6	ПС 110 кВ Гелий-1, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ 2Т	ТБМО-110 УХЛ1 300/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-03	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
7	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №1, 3СШ 6 кВ, яч.39	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-03	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
8	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №1, 4СШ 6 кВ, яч.38	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-03	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
9	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №2, 6СШ 6 кВ, яч.Ш18	ТПШЛ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 110 кВ Гелий-1, ЗРУ 6кВ №3, 8СШ 6 кВ, яч.Ш14	ТПШЛ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
11	ПС 110 кВ Гелий-2, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ 1Т	TG 145-420 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	СРВ 123-550 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 15853-96	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
12	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 6кВ №1, 1СШ 6кВ, яч.58	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
13	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 6кВ №2, 1СШ 6кВ, яч.72	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
14	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 10кВ, 1СШ 10 кВ, яч.50	AR 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21989-01	VRQ 3n/S2 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 50606-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
15	ПС 110 кВ Гелий-2, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ 2Т	TG 145-420 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	СРВ 123-550 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 15853-96	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
16	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 6кВ №1, 2СШ 6кВ, яч.13	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
17	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 6кВ №2, 2СШ 6кВ, яч.65	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
18	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 10кВ, 2СШ 10 кВ, яч.8	AR 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21989-01	VRQ 3n/S2 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 50606-12	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
19	ПС 110 кВ Гелий-2, ОРУ- 110 кВ, ввод 110 кВ 3Т	TG 145-420 600/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 15651-96	СРВ 123-550 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 15853-96	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	
20	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 6кВ №1, 3СШ 6кВ, яч.22	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 6кВ №2, ЗСШ 6кВ, яч.97	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
22	ПС 110 кВ Гелий-2, ЗРУ 10кВ, ЗСШ 10 кВ, яч.20	AR 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21989-01	VR 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 21988-01	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755-19	

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 УСВ на аналогичные, утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 6	Активная	0,6	1,4
	Реактивная	1,0	2,6
2, 3, 7, 8	Активная	0,9	1,6
	Реактивная	1,3	2,7
4, 5, 9, 10, 12-14, 16-18, 20-22	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,7
11, 15, 19	Активная	0,9	1,5
	Реактивная	1,3	2,7
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. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-3, 6-8 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и для ИК №№ 4, 5, 9-22 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ССВ-1Г: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

счетчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
- даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчик электрической энергии статический трехфазный	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R	2
Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	20
Трансформатор тока	ТБМО	1
	ТБМО-110 УХЛ1	5
	ТЛШ-10	32
	ТПШЛ-10	6
	TG 145-420	9
	AR	9
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
	НАМИ-110 УХЛ1	5
	НТМИ-6-66	8
	СРВ 123-550	9
	НАМИТ-10	3
	ЗНОЛ.06	9
	VRQ 3n/S2	6
	VR	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер ИВК	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Документация		
Паспорт-формуляр	87570424.425210.080.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод, МВИ 26.51/121/21, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» Оренбургский Гелиевый завод

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

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

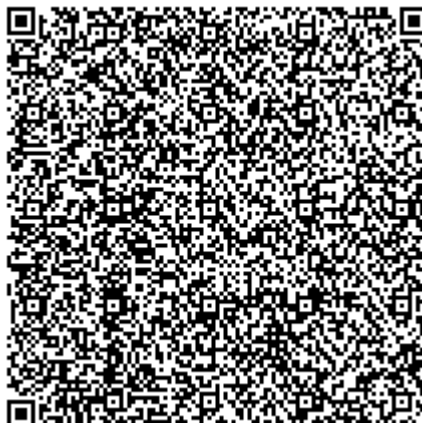
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85900-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения модификации НКФ-220-58 У1 зав. № 4657, 33296, 53420, 53454, 53760, 56125, 56304, 56311, 32220, 32248 и модификации НКФ-220-58 ХЛ1 зав. № 58825, 32501, 32590, 32614.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С для модификации НКФ-220-58 У1 для модификаций НКФ-220-58 ХЛ1	от -45 до +40 от -60 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	1 шт.
Паспорт	НКФ-220-58	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3453 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1980-1992 гг.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Испытательный центр

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

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

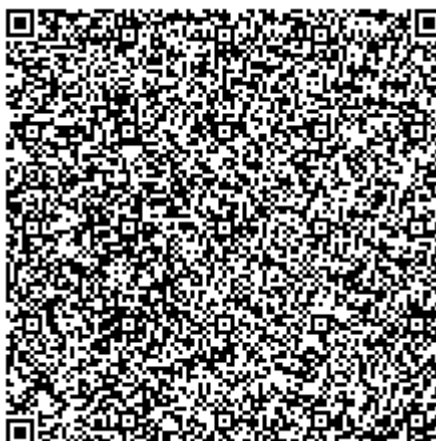
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85903-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура навигационная потребителей GPS/ ГЛОНАСС Garmin eTrex 30х

Назначение средства измерений

Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС Garmin eTrex 30х (далее аппаратура) предназначена для определения геодезических координат (широты, долготы) местоположение наземных объектов по сигналам навигационных космических аппаратов космической навигационной системы GPS/ГЛОНАСС.

Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры основан на параллельном приеме и обработке измерительными каналами сигналов GPS/ГЛОНАСС. Измерительные каналы используются для слежения по коду за сигналами GPS/ГЛОНАСС на частоте L1. Хранение результатов измерений производится во внутренней памяти аппаратуры.

Конструктивно аппаратура выполнена в едином корпусе, имеет встроенный GPS/ГЛОНАСС модуль. Прочный водонепроницаемый корпус обеспечивает надёжную защиту от пыли, воды и грязи. На лицевой стороне расположен цветной дисплей, и джойстик – основной орган управления аппаратурой. На правой боковой стороне аппаратуры расположена кнопка включения питания (подсветка) и чуть выше кнопка возврата в предыдущий пункт меню. Слева на боковой стороне расположена кнопка меню и «качалка» из двух кнопок «верх, вниз». На задней панели расположены, герметичный отсек для элементов питания и порт mini-USB для передачи результатов измерений на ПЭВМ. Питание аппаратуры осуществляется от двух элементов питания типа АА. Пломбирование аппаратуры не предусмотрено.

К аппаратуре навигационной потребителей относятся Garmin eTrex 30х, заводские номера: 471162678, 471162661, 471162505, 471162510, 471162511, 471162513, 471162522, 471162553, 471162568, 471162569, 471162570, 471162644, 471162646, 471162651, 471162652, 471162654, 471162655, 471162677, 471162679, 471162681, 471162682, 471162793, 471162794, 471162798, 471162808, 471162815.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид аппаратуры с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера, приведены на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид аппаратуры

Программное обеспечение

Программное обеспечение аппаратуры хранится во внутренней памяти аппаратуры и предназначено для управления аппаратурой, а также для отображения, обработки и сохранения результатов измерений.

Внесение изменений в идентификационные данные и метрологически значимое ПО аппаратуры невозможно.

Уровень защиты программного обеспечения по Р 50.2.077-2014 – «высокий».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	eTrex 30x
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.80
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Граница допускаемой абсолютной погрешности определения координат при доверительной вероятности 0,95 по сигналам GPS/ГЛОНАСС в плане, м	±15

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более:	
– длина	103
– ширина	54
– глубина	33
Масса (с элементами питания), кг, не более	0,142
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от –20 до +70
Напряжение питания от источника постоянного тока (2 батареи типа AA) В	3

Знак утверждения типа

Наносится в виде наклейки в верхней части передней панели аппаратуры.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность аппаратуры

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС	Garmin eTrex 30х	1 шт.
USB кабель		1 шт.
ГСИ. Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС Garmin eTrex 30х Методика поверки.		1 экз.
Руководство пользователя Garmin eTrex 30х		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве пользователя (разделы – маршрутные точки, маршруты и треки)

Нормативные документы, устанавливающие требования к аппаратуре навигационной потребителей GPS/ГЛОНАСС Garmin eTrex 30х

Государственная поверочная схема для координатно-временных измерений, утвержденная Приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. N 2831

Правообладатель

«ГАРМИН КОРПОРЕЙШН»,

Адрес: Тайвань, № 68, Джангшу, 2-я улица Шийджр, Тайпей.

Тел: +886 2 264 291 99

Изготовитель

«ГАРМИН КОРПОРЕЙШН»,

Адрес: Тайвань, № 68, Джангшу, 2-я улица Шийджр, Тайпей.

Тел: +886 2 264 291 99

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и
радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

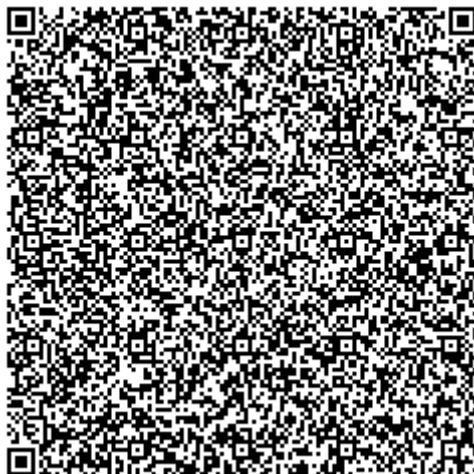
Телефон/факс: +7 (383) 210-08-14 / +7 (383) 210-13-60

Web-сайт: sniim.ru

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.310556



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85904-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сиенс Энергетика Трансформаторы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сиенс Энергетика Трансформаторы» (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) 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 (далее – ИВК) ООО «Сиенс Энергетика Трансформаторы», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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 и ТН, 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). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с, но не чаще одного раза в сутки.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 116.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека <code>pso_metr.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» 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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ №32 Никольское								
1	ВЛ-10-12 10 кВ, оп.№ 103, отпайка в сторону КТП 10 кВ Сименс Трансформаторы, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 23544-07;	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,2	±3,4
			ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11			реактивная	±2,8	±5,8
ПС 110 кВ №36 Воронежская								
2	РП 10 кВ №3 Сименс, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, КЛ-10-5 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,0	±2,3
						реактивная	±2,1	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	РП 10 кВ №3 Сименс, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, КЛ-10-7 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
4	РП 10 кВ №3 Сименс, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, КЛ-10-9 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
5	РП 10 кВ №3 Сименс, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11, КЛ-10-11 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
6	РП 10 кВ №3 Сименс, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12, КЛ-10-12 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	9
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 и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °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 -45 до +50 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 Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 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	113 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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 АИИС КУЭ 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./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	24
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.116-ПФ	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 «Сиенс Энергетика Трансформаторы», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Сиенс Энергетика Трансформаторы»
(ООО «Сиенс Энергетика Трансформаторы»)

ИНН 366301001

Адрес: 394056, Воронежская область, г. Воронеж, ул. Солатское поле, 299р

Телефон: +7 (915) 582-11-35

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, тер автодорога Балтия, км 26-й,
д.5, стр. 3, офис 4012

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

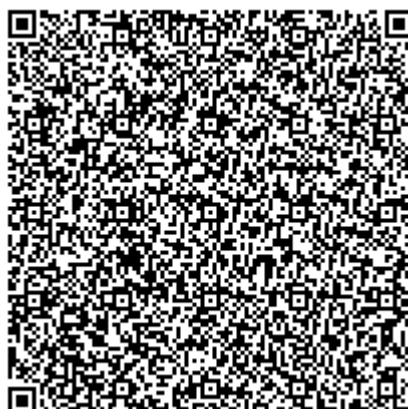
(ООО «Спецэнергопроект»)

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 об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312429



Регистрационный № 85905-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Усилители программируемые изолирующие SINEAX TV809

Назначение средства измерений

Усилители программируемые изолирующие SINEAX TV809 (далее – усилители) предназначены для электрической изоляции цепей входного и выходного сигнала, усиления входного сигнала напряжения постоянного тока и преобразования его в унифицированный сигнал силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия усилителей основан на аналого-цифровом преобразовании входного сигнала, обработке его с помощью микропроцессора и преобразовании его в выходной сигнал.

Усилители состоят из корпуса с разъемами и индикатором включенного состояния, встроенной печатной платы с электроникой.

Конструктивно усилители выполнены в прямоугольном пластиковом корпусе с креплением на DIN рейку.

На боковой стенке корпуса усилители имеют табличку с техническими данными, на которой напечатан серийный номер в виде цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр.

К усилителям данного типа относятся усилители программируемые изолирующие SINEAX TV809 с серийными номерами 049/382948/010/005, 049/382948/010/004, 049/382948/010/021 и 049/381268/010/009.

Нанесение знака поверки на усилители не предусмотрено.

Общий вид усилителя приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид усилителя программируемого изолирующего SINEAX TV809

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон входных значений напряжения постоянного тока $U_{вх}$, В	от 0 до 300
Диапазон выходных значений силы постоянного тока $I_{вых}$, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой относительной основной погрешности преобразований напряжения постоянного тока в силу постоянного тока, %	$\pm 0,2$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжения переменного или постоянного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 24 до 60 от 50 до 400
Габаритные размеры (ширина $\times$ длина $\times$ высота), мм, не более	17,5 $\times$ 114 $\times$ 69,2
Масса, кг, не более	0,1
Средний срок службы, лет	7
Средняя наработка на отказ, ч	40000

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на усилитель не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Усилитель программируемый изолирующий	SINEAX TV809	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 документа «Усилитель программируемый изолирующий SINEAX TV 809. Паспорт»

Нормативные документы, устанавливающие требования к усилителям программируемым изолирующим SINEAX TV809

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

Правообладатель

Camille Bauer LTD, Швейцария
Адрес: Aargauerstrasse 7, CH-5610 Wohlen, Switzerland
Телефон: +41 56 618 21 11
E-mail: info@camillebauer.com
Web-сайт: www.camillebauer.com

Изготовитель

Camille Bauer LTD, Швейцария
Адрес: Aargauerstrasse 7, CH-5610 Wohlen, Switzerland
Телефон: +41 56 618 21 11
E-mail: info@camillebauer.com
Web-сайт: www.camillebauer.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

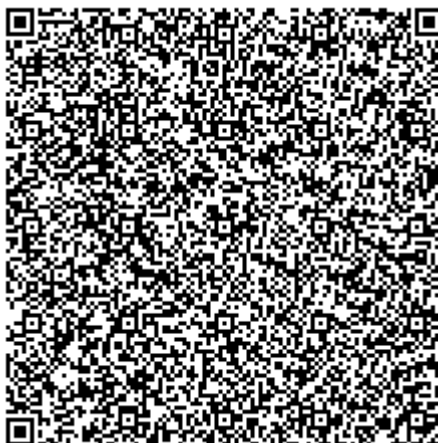
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85906-22

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Апатитской ТЭЦ филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Апатитской ТЭЦ филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер базы данных (далее – БД) в среде Windows Server 2012 R2 Standard 64 bit на базе VMWare Virtual Platform и шасси HP, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2, технические средства приёма-передачи и программное обеспечение (далее – ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, 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 1 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 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

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

Сервер БД ИВК АИИС КУЭ, установленный в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут проводит опрос счётчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемых с энергообъектов филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и АО «АТС» осуществляется от АРМ АИИС КУЭ, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Базовым устройством СОЕВ является блок коррекции времени типа ЭНКС-2 (далее – БКВ), синхронизирующий собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

БКВ ежесекундно посылает метку точного времени на сервер уровня ИВК. Сличение времени сервера со временем ЭНКС-2, осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 с.

Сервер уровня ИВК опрашивает счетчики электрической энергии уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счётчиков более чем на 1 с происходит коррекция часов счётчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счётчиков и сервера.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом 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 электрической энергии.

ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Апатитская ТЭЦ, генератор № 3	ТЛП-10 5000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная Реактивная	±1,7 ±2,6	±1,8 ±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Апатитская ТЭЦ, генератор № 4	ТЛП-10 5000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
3	Апатитская ТЭЦ, генератор № 6	ТЛП-10 5000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
4	Апатитская ТЭЦ, генератор № 7	GSR 8000/5 0,5S Рег. № 25477-03	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Апатитская ТЭЦ, генератор № 8	GSR 8000/5 0,5S Рег. № 25477-03	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
6	Апатитская ТЭЦ, Л-155	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
7	Апатитская ТЭЦ, Л-156	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	Апатитская ТЭЦ, Л-181	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
9	Апатитская ТЭЦ, Л-190	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
10	Апатитская ТЭЦ, Л-191	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Апатитская ТЭЦ, Л-193	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
12	Апатитская ТЭЦ, Л-194	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
13	Апатитская ТЭЦ, Л-201	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Апатитская ТЭЦ, ОВ-150	KOTEF 245 1200/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
15	Апатитская ТЭЦ, Л-105	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
16	Апатитская ТЭЦ, Л-107	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	Апатитская ТЭЦ, Л-109	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
18	Апатитская ТЭЦ, Л-114	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
19	Апатитская ТЭЦ, Л-115	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	Апатитская ТЭЦ, Л-116	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/√3/100/√3 0,2S Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
21	Апатитская ТЭЦ, Л-117	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
22	Апатитская ТЭЦ, ОВ-110	VAU 1000/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU 110000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Апатитская ТЭЦ, Ф-3	ТЛП-10 600/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
24	Апатитская ТЭЦ, Ф-10	ТЛП-10 600/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
25	Апатитская ТЭЦ, Ф-24	ТЛП-10 600/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Апатитская ТЭЦ, Ф-26	ТЛП-10 600/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
27	Апатитская ТЭЦ, Ф-28	ТЛП-10 600/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
28	Апатитская ТЭЦ, ф.15 РУСН-0,4 кВ (ПАО «ВымпелКом»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Апатитская ТЭЦ, ф.95 РУСН-0,4 кВ (ПАО «ВымпелКом»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
30	Апатитская ТЭЦ, ф.132 РУСН-0,4 кВ (ПАО «МТС»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
31	Апатитская ТЭЦ, ф.214 РУСН-0,4 кВ (ПАО «МТС»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	Апатитская ТЭЦ, ф.262 РУСН-0,4 кВ (ПАО «Мегафон»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
33	Апатитская ТЭЦ, ф.312 РУСН-0,4 кВ (ПАО «Мегафон»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

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 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном} (I_{баз}) cosφ = 0,8 инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН, УССВ, 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 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ±5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- ток, % от $I_{баз}$	от 2 до $I_{макс}$
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности $\cos\phi$	0,87
температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- ток, % от $I_{баз}$	от 2 до $I_{макс}$
- коэффициент мощности	от 0,5 инд. до 0,8 емк.
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C	от -40 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от +10 до +30
сервера, БКВ, °C	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
ТТ и ТН:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	219000
электросчетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
БКВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
Сервер БД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
Глубина хранения информации	
счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- функция регистрации в журналах событий счетчиков фактов;

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.
- функция регистрации в журналах событий серверов фактов:
 - даты начала регистрации измерений;
 - установки и корректировки времени;
 - нарушение защиты сервера;
 - резервирование каналов передачи данных в системе;
 - резервирование электропитания оборудования системы.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - серверов.
- наличие защиты информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчике электрической энергии;
 - установка пароля на сервере, предусматривающего разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - использования цифровой подписи при передаче информации с результатами измерений.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	24
Трансформатор тока	GSR	6
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	24
Трансформатор комбинированный	KOTEF 245	27
Трансформатор комбинированный	VAU	24
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	22
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1820RLQ-P4GB-DW-4	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	ЭС-98-11/2020-АТЭЦ.ПС	1
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-98-11/2020-АТЭЦ.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Апатитской ТЭЦ филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 27-RA.RU.311468-2021 от 16.11.2021 г, выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

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.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 1» филиал «Кольский» (ПАО «ТГК-1» филиал «Кольский»)

ИНН 7841312071

Адрес: 184355, Мурманская область, Кольский р-н, п. Мурмаши, ул. Советская, д. 2

Телефон: (8152) 48-20-00

E-mail: office.kola@tgc1.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85907-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ПС 220 кВ Ручьи

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ПС 220 кВ Ручьи (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;

формирование данных о состоянии средств измерений;

периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;

хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;

обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;

разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

обработка, формирование и передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;

передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;

обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.); диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных АО «ОСК» (далее – сервер БД), устройство синхронизации системного времени, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), программное обеспечение ПО «АльфаЦентр».

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии производится по электронной почте с электронной подписью по выделенным каналам связи через интернет-провайдера. Сервер БД по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на средствах измерений, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики, сервер БД), предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2 (рег. № 54074-13), синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

УССВ-2 ежесекундно посылает метку точного времени на сервер БД и при расхождении времени более чем на 1 с программное обеспечение УССВ-2 производит синхронизацию часов сервера БД;

Сервер БД не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счетчиков более чем на 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий коррекции.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.26.4.0 и выше 4.26.5.1 и выше 4.26.2.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	АТ-1 220кВ яч. 7	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{\text{ном}} (I_{\text{макс}}) = 1(10) \text{ А}$ $U_{\text{ном}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 1,4$	$\pm 1,1$ $\pm 2,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	АТ-2 220кВ яч. 10	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
						Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$
3	ВЛ 220 кВ Л-210 ПС Восточная ОРУ-220 кВ яч. 2	OSKF 1000/5 0,2S Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
						Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$
4	ВЛ 220 кВ Л-222 ПС Восточная ОРУ-220 кВ яч. 4	OSKF 1000/5 0,2S Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
						Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВЛ 220 кВ Л-220 ПС Парголово ОРУ-220 кВ яч. 6	OSKF 1000/5 0,2S Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{\text{НОМ}} (I_{\text{МАКС}}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
						Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$
6	ВЛ 220 кВ Л-205 ПС Приморская ОРУ-220 кВ яч. 11	OSKF 1000/5 0,2S Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{\text{НОМ}} (I_{\text{МАКС}}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
						Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$
7	ОРУ-220, ОСШ, ОВ ОРУ-220 кВ яч. 14	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{\text{НОМ}} (I_{\text{МАКС}}) = 1(10) \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
						Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	КЛ 110 кВ К-152 НПС Сестрорецкая ОРУ-110 кВ яч. 1А	ТВ 200/1 0,5S Рег. № 46101-10	CPB 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$
						Реактивная	$\pm 2,9$	$\pm 4,3$
9	ТСН-Р ОРУ-110 кВ яч. 4	GSR 300/1 0,2S Рег. № 25477-08	CPB 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
10	АТ-2 110 кВ ОРУ-110 кВ яч. 8	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	CPB 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ОРУ-110, 1 с. ОСШ, ОБ-1 ОРУ-110 кВ яч. 9	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	CPB 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ A}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
12	БГТ-5 ОРУ-110 кВ яч. 18	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	CPB 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ A}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
13	АТ-1 110 кВ ОРУ-110 кВ яч. 20	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	CPB 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ A}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ОРУ-110, 2 с. ОСШ, ОВ-2 ОРУ-110 кВ яч. 22	GSR 1000/1 0,2S Рег. № 25477-08	СРВ 123-550 110000/√3/ 100√3 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{НОМ} (I _{МАКС}) = 1(10) А U _{НОМ} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	±1,1	±1,3
						Реактивная	±1,7	±2,2
15	КЛ 110 кВ К-153 НПС Сестрорецкая ОРУ-110 кВ яч. 25	ТВ 200/1 0,5S Рег. № 46101-10	СРВ 123-550 110000/√3/ 100√3 0,5 Рег. № 15853-96	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{НОМ} (I _{МАКС}) = 1(10) А U _{НОМ} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
16	T-1	ТГМ-110 УХЛ1 1000/1 0,2S Рег. № 41965-09	СРВ 123-550 110000/√3/ 100√3 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{НОМ} (I _{МАКС}) = 1(10) А U _{НОМ} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,3
						Реактивная	±1,7	±2,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	T-2	ТГМ-110 УХЛ1 1000/1 0,2S Рег. № 41965-09	СРВ 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ A}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
18	T-3	ТГМ-110 УХЛ1 1000/1 0,2S Рег. № 41965-09	СРВ 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ A}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$
19	T-4	ТГМ-110 УХЛ1 1000/1 0,2S Рег. № 41965-09	СРВ 123-550 110000/ $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 15853-96	A1802RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 1(10) \text{ A}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$
						Реактивная	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ТСН-1П ЗРУ-10 кВ яч. 1	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ}(I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
21	АТ-1 ЗРУ-10 кВ яч. 2	ТЛШ 3000/5 0,5S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ}(I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
22	ТСН-2П ЗРУ-10 кВ яч. 4	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ}(I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Т-ДГК-1 ЗРУ-10 кВ яч. 9	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$
						Реактивная	$\pm 2,9$	$\pm 4,3$
24	ТСН-4П ЗРУ-10 кВ яч. 12	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$
						Реактивная	$\pm 2,9$	$\pm 4,3$
25	Т-ДГК-2 ЗРУ-10 кВ яч. 16	ТОЛ 200/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{НОМ} (I_{МАКС}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{НОМ} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$
						Реактивная	$\pm 2,9$	$\pm 4,3$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	ТСН-6П ЗРУ-10 кВ яч. 18	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{НОМ} (I _{МАКС}) = 5(10) А U _{НОМ} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
27	ТСН-3П ЗРУ-10 кВ яч. 19	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{НОМ} (I _{МАКС}) = 5(10) А U _{НОМ} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
28	АТ-2 ЗРУ-10 кВ яч. 20	ТЛШ 3000/5 0,5S Рег. № 47957-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{НОМ} (I _{МАКС}) = 5(10) А U _{НОМ} = 3х57,7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ТСН-5П ЗРУ-10 кВ яч. 22	ТОЛ 150/5 0,5S Рег. № 47959-11	НАМИТ-10 10000/100 0,5 Рег. № 16687-02	A1805RALQ-P4GB-DW-4 $I_{\text{НОМ}} (I_{\text{МАКС}}) = 5(10) \text{ А}$ $U_{\text{НОМ}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В}$ класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13 ИВМ совместимый ком- пьютер с ПО «Альфа- ЦЕНТР»	Активная Реактивная	$\pm 1,9$ $\pm 2,9$	$\pm 2,3$ $\pm 4,3$

П р и м е ч а н и я

- 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 электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{\text{НОМ}}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УССВ 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 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	29
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 0,9 от 49,85 до 50,15 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: ТТ, ТН, °C счетчиков, °C УССВ-2, сервера БД, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,50 до 0,87 от 49,85 до 50,15 от -30 до +35 от +10 до +35 от +18 до +22
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: счетчиков: - Альфа А1800 - трансформаторов тока - трансформаторов напряжения УССВ-2	120000 4000000 400000 74500
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее сервер: хранение результатов измерений и информационных состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

Защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;

- самодиагностики (с записью результатов).
Защищённость применяемых компонентов:
- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательных клеммных коробок;
 - сервера;
 - б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче.

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	GSR	27
Трансформаторы тока	OSKF	12
Трансформаторы тока	TB-110	6
Трансформаторы тока	TGM-110 УХЛ1	12
Трансформаторы тока	ТОЛ	24
Трансформаторы тока	ТЛШ	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	СРВ-123-550	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	17
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	12
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер базы данных	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт	220-01/2022.00.000 ПС	1
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 220-01/2022.03.000 МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ПС 220 кВ Ручьи».

Свидетельство об аттестации № 2-RA.RU.311468-2022 от 31.01.2022 г., выданное Обществом с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета», аттестат аккредитации № RA.RU.311468 от 21.06.2016 г.

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.

Правообладатель

Акционерное общество «Объединенная бытовая компания» (АО «ОСК»)

ИНН 7810048596

Адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, Инструментальная ул., д. 3, литера А, офис 409

Телефон: 8 (812) 495-55-24

Факс: 8 (812) 495-55-24

E-mail: info@oskenergo.ru

Web-сайт: oskenergo.ru

Изготовители

Акционерное общество «Объединенная бытовая компания» (АО «ОСК»)

ИНН 7810048596

Адрес: 197022, г. Санкт-Петербург, Инструментальная ул., д. 3, литера А, офис 409

Телефон: 8 (812) 495-55-24

Факс: 8 (812) 495-55-24

E-mail: info@oskenergo.ru

Web-сайт: oskenergo.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

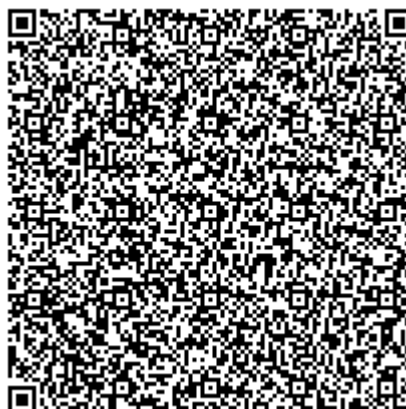
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы гематологические автоматические НЕМАХ

Назначение средства измерений

Анализаторы гематологические автоматические НЕМАХ (далее - анализаторы) предназначены для измерений счетной концентрации лейкоцитов, эритроцитов, а также массовой концентрации гемоглобина в крови.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на автоматическом подсчете клеток крови методом электрического импеданса, основанном на изменении электрического сопротивления между электродами при прохождении клетки через апертуру малого размера, а также на измерении гемоглобина колориметрическим методом.

Анализаторы являются моноблочными, включающими в себя: гидравлическую систему, блок обработки проб, блок управления данными, блок вывода результатов и дополнительные принадлежности. В режиме измерения гидравлическая система осуществляет забор пробы из пробирки, выполняет разведения, смешивание, лизирование и прокачку измеряемой жидкости через апертуру. Микропроцессорный блок осуществляет подсчет импульсов напряжения, полученных в результате прохождения клеток крови через апертуру, дальнейшую обработку полученных данных, посылает необходимую информацию на индикатор и печать, сохраняет полученные результаты.

Анализаторы выпускаются следующих модификаций: НЕМАХ 320, НЕМАХ 330, НЕМАХ 53, НЕМАХ 530AL, НЕМАХ 530СТ, которые отличаются внешним дизайном, производительностью, количеством измеряемых параметров, массой и габаритными размерами. Для дифференцировки лейкоцитов в модификациях НЕМАХ 53, НЕМАХ 530AL, НЕМАХ 530СТ, реализован метод лазерной проточной цитометрии.

Общий вид анализаторов гематологических автоматических НЕМАХ представлен на рисунке 1. Пломбирование анализаторов гематологических автоматических НЕМАХ не предусмотрено.

По заявлению владельца анализаторов или лица, представившего их на поверку, знак поверки наносится на свидетельство о поверке (в случае его оформления). На корпус приборов знак поверки не наносится.

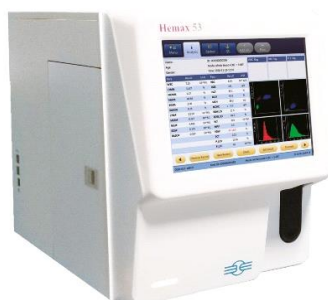
Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 2. Заводской номер имеет буквенно-цифровой формат, состоящий из 9 символов, наносится в верхней части заводской бирки типографским методом, закрепляемой на задней стенке прибора. Знак утверждения типа наносится в правом нижнем углу заводской бирки.



а) HEMAX 320



б) HEMAX 330



в) HEMAX 53

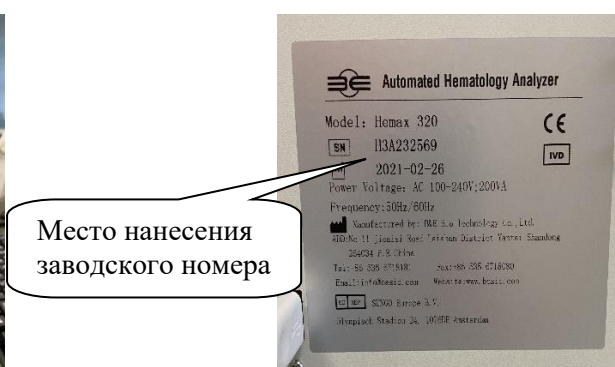


г) HEMAX 530CT



д) HEMAX 530AL

Рисунок 1 - Общий вид анализаторов гематологических автоматических HEMAX



а) HEMAX 320

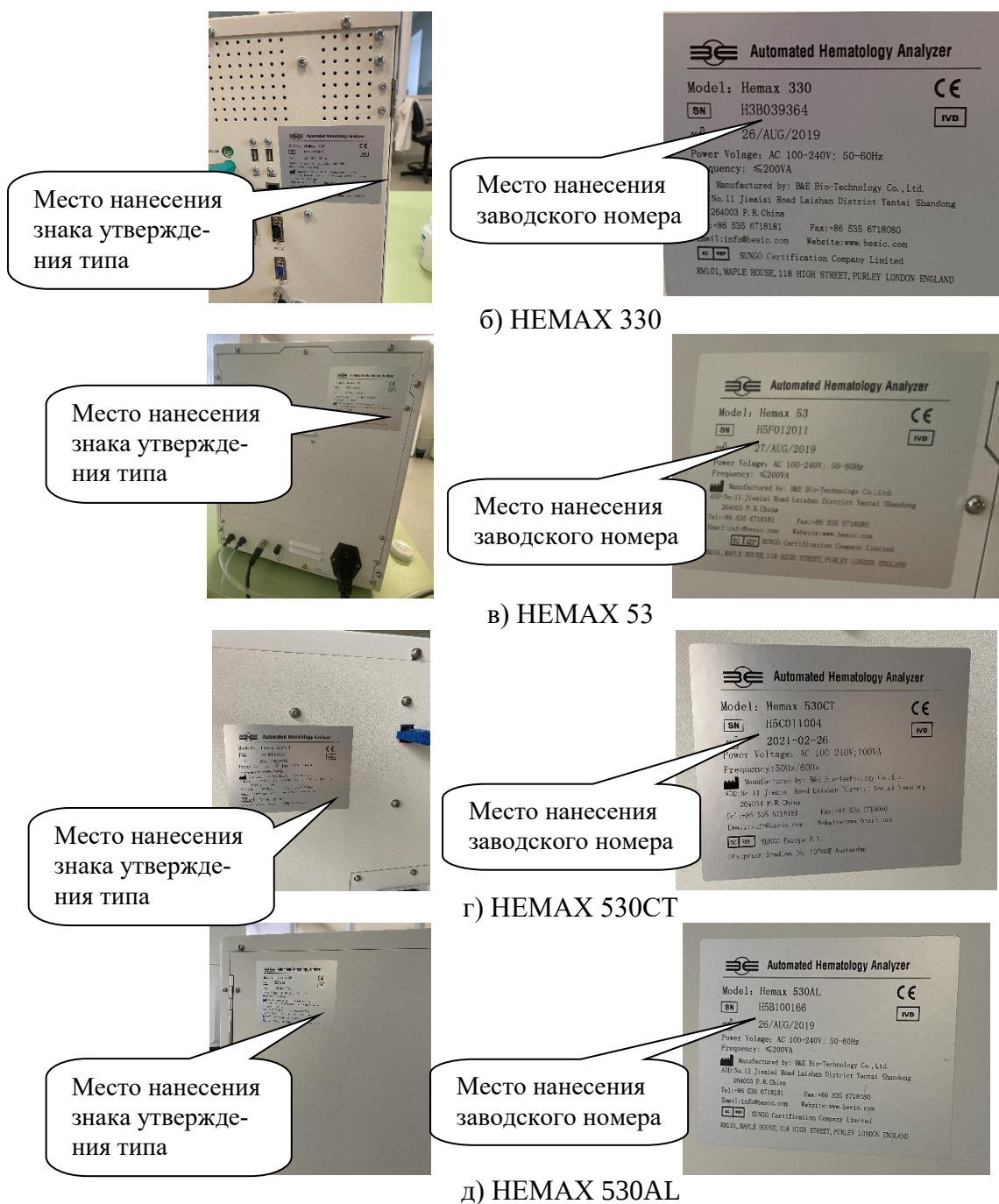


Рисунок 2 - Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Анализаторы имеют автономное программное обеспечение. Основными функциями ПО анализаторов являются управление работой анализаторов, обработка и вывод результатов измерений, изменение настроечных параметров анализатора, просмотр памяти данных, передача данных, хранение результатов измерений. Структура программного обеспечения представляет древовидную форму и состоит из разделов, прописанных в соответствующих главах руководства по эксплуатации на анализаторы.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Конструкция анализаторов исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	HEMAX 320	HEMAX 330	HEMAX 53	HEMAX 530CT	HEMAX 530AL
Идентификационное наименование ПО	Hemax 320	Hemax 330	Hemax 53	Hemax 530	
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.6e	1.6e	1.0	A10.0	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний счетной концентрации лейкоцитов (WBC), дм^{-3}	от 0,0 до $100,0 \cdot 10^9$
Диапазон измерений счетной концентрации лейкоцитов (WBC), дм^{-3}	от $1,0 \cdot 10^9$ до $10,4 \cdot 10^9$
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении счетной концентрации лейкоцитов, %	± 15
Диапазон показаний счетной концентрации эритроцитов (RBC), дм^{-3}	от 0,0 до $8,5 \cdot 10^{12}$
Диапазон измерений счетной концентрации эритроцитов (RBC), дм^{-3}	от $1,0 \cdot 10^{12}$ до $6,3 \cdot 10^{12}$
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении счетной концентрации эритроцитов, %	± 15
Диапазон показаний массовой концентрации гемоглобина (HBG), г/дм^3	от 0 до 250
Диапазон измерений массовой концентрации гемоглобина (HBG), г/дм^3	от 20 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массовой концентрации гемоглобина, %	± 10

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество одновременно производимых исследований, тестов/час, не более:	
HEMAX 320	60
HEMAX 330	60
HEMAX 53	60
HEMAX 530AL	80
HEMAX 530CT	60

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания сети переменного тока с частотой (50 / 60) Гц, В (для всех моделей)	от 100 до 240
Потребляемая мощность от сети, В·А (для всех моделей), не более	250
Габаритные размеры: глубина × высота × длина, мм, не более: HEMAX 320 HEMAX 330 HEMAX 53 HEMAX 530AL HEMAX 530CT	600×460×550 480×330×400 330×430×510 650×540×630 380×540×450
Масса, кг, не более: HEMAX 320 HEMAX 330 HEMAX 53 HEMAX 530AL HEMAX 530CT	16,5 23 25 58 42
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - диапазон атмосферного давления, кПа	от +10 до +35 от 20 до 85 от 70 до 106
Средний срок службы, лет	10
Наработка на отказ, ч, не менее	10000

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и/или на корпус анализаторов в виде клеевой этикетки в правом нижнем углу заводской бирки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор гематологический автоматический	HEMAX	1 шт.
Комплект принадлежностей*	-	1 комплект
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
* - каждый анализатор комплектуется принадлежностями согласно требованию заказчика и перечня, указанного в Руководстве по эксплуатации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.1 Руководства по эксплуатации «Анализатор гематологический автоматический HEMAX 320», в п. 1.1 Руководства по эксплуатации «Анализатор гематологический автоматический HEMAX 330», в п.п. 4.4-4.6 Руководства по эксплуатации «Анализатор гематологический автоматический HEMAX 53», в п.п. 4.4-4.6 Руководства по эксплуатации «Анализатор гематологический автоматический HEMAX 530CT», в п.п. 4.4-4.6 Руководства по эксплуатации «Анализатор гематологический автоматический HEMAX 530AL».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 50444-92 Приборы, аппараты и оборудование медицинские. Общие технические условия

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «29» декабря 2018 г. № 2840

Государственная поверочная схема для средств измерений оптической плотности, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «28» сентября 2018 г. № 2085

Стандарт предприятия «B&E Biotechnology Co. Ltd», Китай

Правообладатель

«B&E Bio-Technology Co. Ltd», Китай

Адрес: No.11 Jieaisi Road, Laishan District, Yantai 264003, China

Телефон/факс: (+86)535-671-8181 / (+86)535-671-8080

Изготовитель

«B&E Bio-Technology Co. Ltd», Китай

Адрес: No.11 Jieaisi Road, Laishan District, Yantai 264003, China

Телефон/факс: (+86)535-671-8181 / (+86)535-671-8080

Испытательный центр

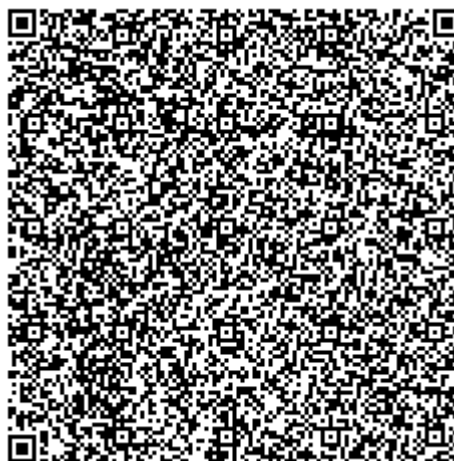
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон/факс: +7 (812) 251-76-01 / +7(812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru, E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85909-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Тихвинские городские электрические сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Тихвинские городские электрические сети (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер многофункциональный «Интеллектуальный контроллер SM160-02М» (далее-УСПД), каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 29, 43-46 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 24-27, 30-37, 39-42, 47 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», для ИИК №№ 1-23, 28, 38 на входы ИВК ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 29, 43-46 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 24-27, 30-37, 39-42, 47 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в

сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1-23, 28, 38 со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 320/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида Сети». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-02	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	-	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-03	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-05	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Пер. № 74671-19		УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
4	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-07	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 41436-09		
5	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-08	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Пер. № 74671-19		
6	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-09	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Пер. № 74671-19		
7	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-10	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 41436-09		
8	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-11	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 41436-09		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-12	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09	.	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
10	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-13	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
11	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-15	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
12	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-35	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
13	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-37	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
14	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-17	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-19	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	.	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
16	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-21	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
17	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-24	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
18	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-25	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	КИПП-2М-5- 57,7/100 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 41436-09		
19	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-31	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
20	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-32	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-33	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
22	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-34	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
23	ПС 110 кВ Тихвин-город (ПС-143), ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 143-36	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03МК КТ 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19		
24	ЗТП-61 10 кВ, ввод 10 кВ (от ВЛ-10 кВ ф.143- 29)	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5S Рег. № 22192-07	НАМИТ-10-2 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 18178-99	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
25	ЗТП-59 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,5S Рег. № 15173-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
26	ЗТП-59 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,5S Рег. № 15173-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
27	ТП № 143-22-08 10 кВ (Сарка- ЛПХ), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 400/5, КТ 0,5S Рег. № 15173-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ТП №143-22-06 10 кВ (Сарка), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	-	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
29	ПС Тихвин 35 кВ (ПС №4), ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ВЛ- 10 кВ ф.4-01	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-11	НТМИ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Интеллектуальный контроллер SM160-02M, рег. № 71337-18	
30	ТП-71 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 600/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
31	ТП-63 10 кВ, ввод 10 кВ	ТПЛ-10с 50/5, КТ 0,5S Рег. № 29390-05	НОМ-10-66 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 4947-98	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
32	ТП-38 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5S Рег. № 15174-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
33	ТП-64 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
34	ТП-75 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 600/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ТП-75 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 600/5, КТ 0,5S Пер. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27779-04	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
36	ТП-49 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 75076-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		
37	ТП-65 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 600/5, КТ 0,5S Пер. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		
38	ТП 4-4-16 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Пер. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
39	КТП № 2-02-05 10 кВ (д. Вяльгино), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 100/5, КТ 0,5S Пер. № 15174-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
40	РП-1 10 кВ (ЗАО Стройиндустрия), КЛ-10 кВ от РП-1 к ТП- 66	ТПЛ-10-М 100/5, КТ 0,5S Пер. № 22192-07	НТМИ-10-66 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		
41	ТП-48 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 200/5, КТ 0,5S Пер. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		
42	ТП-96 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ 300/5, КТ 0,5S Пер. № 71031-18	-	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 51593-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	ПС 110 кВ Западная (ПС-147), РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 147-07	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Интеллектуальный контроллер SM160-02M, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» / УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
44	ПС 110 кВ Западная (ПС-147), РУ- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 147-11	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
45	ПС 110 кВ Западная (ПС-147), РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 147-12	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
46	ПС 110 кВ Западная (ПС-147), РУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-10 кВ ф. 147-02	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		
47	СТП №162-03-17 "Новый Погорелец-2"10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 УЗ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	-	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛОЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-23	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
24, 29, 31, 40, 43-46	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
25-28, 30, 32-39, 41, 42, 47	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,1 3,6
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	47
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	

Продолжение таблицы 4

1	2
ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД ПСЧ-4ТМ.05М ПСЧ-4ТМ.05 СЭТ-4ТМ.03МК Альфа А1800 КИПП-2М-5-57,7/100-СП УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 90000 220000 120000 150000 45000 35000 120000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03МК -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут Альфа А1800 - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05М - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут ПСЧ-4ТМ.05МД: - при 8-и канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут; - при 4-х канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут. ПСЧ-4ТМ.05 - каждого массива профиля со временем интегрирования 30 минут, сут. КИПП-2М-5-57,7/100-СП: - суммарное количество сохраняемых временных срезов профиля нагрузки и данных о потреблении энергии за месяц, не более, шт УСПД: - суточные данные о часовых приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее чем с 1000 ПУ (приборов учета) Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 1200 113 136 248 56 7168 90 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
	Т-0,66 УЗ	6
	ТЛП-10	2
	ТОЛ-10-1	6
	ТОЛ-СЭЩ-10	75
	ТОП-0,66	6
	ТПЛ-10-М	4
	ТПЛ-10с	2
	ТШП	15
	ТШП-0,66	12
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
	НАМИТ-10-2	1
	НОМ-10-66	2
	НТМИ-10	1
	НТМИ-10-66	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	5
	КИПП-2М-5-57,7/100	8
	ПСЧ-4ТМ.05.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	3
	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	14
	СЭТ-4ТМ.03МК	15
Контроллер многофункциональный	Интеллектуальный контроллер SM160-02M	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ООО «РКС-Энерго»	СБД ООО «РКС-Энерго»	1
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Сервер АО «ЛЮЭСК»	СБД АО «ЛЮЭСК»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/07/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Тихвинские городские электрические сети. МВИ 26.51.43/07/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «РКС-энерго»

(ООО «РКС-энерго»)

ИНН 3328424479

Адрес: 187320, Российская Федерация, Ленинградская область, Кировский район, г. Шлиссельбург, ул. Жука, д.3, пом. 204

Телефон: 8 (812) 332-05-20

E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

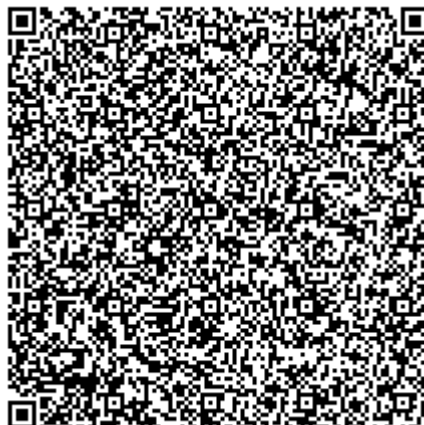
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения
единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и
метрологии № RA.RU 311281 от 16.11.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85910-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер многофункциональный «Интеллектуальный контроллер SM160-02М» (далее-УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД): СБД ООО «РКС-энерго» с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» с установленным ПО «Пирамида Сети», СБД АО «ЛОЭСК» с установленным ПО «Пирамида 2000», устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации. СБД ООО «РКС-энерго», СБД АО «ЛОЭСК», СБД ПАО «Россети Ленэнерго» - (далее - сервер ИВК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 1 – 4 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИИК №№ 5-16 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК АО «ЛОЭСК», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. ИВК с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивают счетчики электроэнергии и считывают с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АО «ЛОЭСК» и ПАО «Россети Ленэнерго» в автоматическом режиме один раз в сутки формируют отчеты в формате XML и отправляют данные коммерческого учета на ИВК ООО «РКС-энерго».

ИВК ООО «РКС-энерго» раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входят устройства синхронизации времени типа УСВ-2 и УСВ-3, синхронизирующие собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго», периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивают собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с и более, ИВК ООО «РКС-энерго», АО «ЛОЭСК», ПАО «Россети Ленэнерго» производят синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится независимо от величины расхождения со шкалой времени ИВК ПАО «Россети Ленэнерго».

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1 – 4 со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 5 - 16 со шкалой времени ИВК АО «ЛОЭСК» осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (не реже раза в сутки). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК АО «ЛОЭСК» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 305/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Пирамида 2000», ПО «Пирамида Сети». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида Сети»	
Идентификационное наименование модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
ПО «Пирамида 2000»	
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	ParsePiramida.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор модуля ПО	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5
Идентификационное наименование модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор модуля ПО	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБКЭ	ИБК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-01	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	Интеллектуальный контроллер SM160-02М, рег. № 71337-18	УСВ-2, рег. № 41681-10 / СБД ПАО «Россети Ленэнерго» /УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-04	ТЛП-10 400/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
3	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-07	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
4	ПС 110 кВ Бокситогорская (ПС-32), КРУ-6 кВ, КЛ-6 кВ ф.32-15	ТЛП-10 300/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ТП-25, РУ-6 кВ, ВЛ-6 кВ ф. Кондратово	ТПОЛ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	.	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
6	ПС 35 кВ Губская, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ф.ВВОД №1 от ПС "Губская"	ТПОЛ 10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
7	ПС 35 кВ Губская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6кВ, КЛ-6 кВ ф.ВВОД №2 от ПС "Губская"	ТПОЛ 10 300/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ- 4ТМ.05МД.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
8	ПС 35 кВ Губская, РУ-0,4 кВ, ВЛ - 0,4 кВ ф."Частный сектор"	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		
9	ТП-15 КОС 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ, КЛ- 0,6 кВ ф.1 "Питание от ТП- 15КОС на РП-6"	ТОЛ-СВЭЛ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55024-13	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
10	ТП-15КОС 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, КЛ- 0,6 кВ ф.2 "Питание от ТП- 15КОС на РП-6"	ТОЛ-СВЭЛ 300/5, КТ 0,5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55024-13	ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
11	ВЛ-6 кВ ф.32- 17, отпайка от оп.21 в сторону ТП-15, оп.5, ПСС-10-ПУ-У	ТОЛ-ЭС-10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 34651-07	ЗНОЛ.06 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
12	ТП-33, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	КТПН №20603-06, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 200/5, КТ 0,5S Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	,	УСВ-3, рег. № 64242-16 / СБД АО «ЛЮЭСК» / СБД ООО «РКС-энерго»
14	КТПН №13-04-02, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 300/5, КТ 0,5S Рег. № 36382-07	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		
15	КТПН №13-08-04, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 600/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		
16	КТПН №13-08-04, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 600/5, КТ 0,5S Рег. № 64182-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-5	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7
6, 7, 9-11	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
8, 12	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	1,8	5,1
13-16	Активная	1,1	2,1
	Реактивная	1,8	3,6
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5

Продолжение таблицы 3

Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД ПСЧ-4ТМ.05М Альфа А1800 УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 140000 120000 45000 35000 120000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
Альфа А1800	
- графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее	1200
ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05М	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113
ПСЧ-4ТМ.05МД:	
- при 8-и канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут;	136
- при 4-х канальном профиле со временем интегрирования 30 минут, сут.	248
УСПД:	
- суточные данные о часовых приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее чем с 1000 ПУ (приборов учета)	90
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	12
	ТЛП-10	8
	ТОЛ-СВЭЛ	4
	ТОЛ-ЭС-10	3
	ТПОЛ 10	4
	ТПОЛ-10	2
	ТШП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-6-1	6
	НАМИТ-10	4
Счетчик электрической энергии	A1805RALQ-P4GB-DW-4	4
	ПСЧ-4ТМ.05М	2
	ПСЧ-4ТМ.05М.04	3
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	2
	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	2
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	2
Контроллер многофункциональный	Интеллектуальный контроллер SM160-02М	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
	УСВ-3	1
Сервер ООО «РКС-Энерго»	СБД ООО «РКС-Энерго»	1
Сервер ПАО «Россети Ленэнерго»	СБД ПАО «Россети Ленэнерго»	1
Сервер АО «ЛОЭСК»	СБД АО «ЛОЭСК»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/08/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «РКС-энерго» по ГТП Бокситогорские городские электрические сети. МВИ 26.51.43/08/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

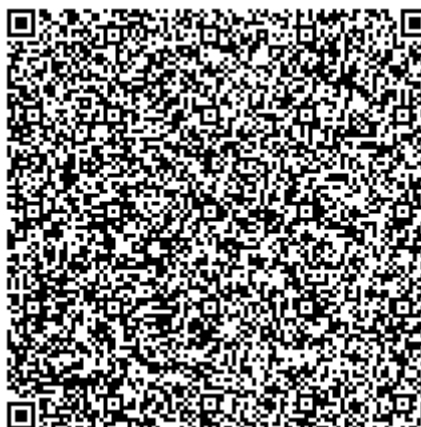
Общество с ограниченной ответственностью «РКС-энерго»
(ООО «РКС-энерго»)
ИНН 3328424479
Адрес: 187320, Российская Федерация, Ленинградская область, Кировский район,
г. Шлиссельбург, ул. Жука, д.3, пом. 204
Телефон: 8 (812) 332-05-20
E-mail: office@rks-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)
ИНН 7714348389
Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9
Телефон: 8 (495) 230-02-86
E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: referent@samaragost.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения
единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и
метрологии № RA.RU 311281 от 16.11.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85911-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), устройство синхронизации времени УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИИК №№ 1-12, 18-20) при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИИК № 13-17) поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет Гарантирующему поставщику региона, региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам розничного рынка электроэнергии и мощности (РРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и при расхождении ± 1 с и более, ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени УСПД производится при отклонении ± 1 с от величины расхождения со шкалой времени ИВК.

Сравнение шкалы времени счетчиков ИИК №№ 1-12, 18-20 со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Сравнение шкалы времени счетчика ИИК № 13-17 со шкалой времени ИВК осуществляется 1 раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 001/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБКЭ	ИБК
1	2	3	4	5	6	7
1	Краснополянская ГЭС, ГГ-1 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	СИКОН С70, пер. № 28822-05	УСВ-2, пер. № 82570-21 / HP Proliant DL 380 Gen10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2	Краснополянская ГЭС, ГГ-2 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97	СИКОН С70, пер. № 28822-05	УСВ-2, пер. № 82570-21 / HP Proliant DL 380 Gen10
3	Краснополянская ГЭС, ГГ-3 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97		
4	Краснополянская ГЭС, ГГ-4 6 кВ	ТПОЛ-10М-3 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97		
5	Краснополянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, КЛ 110кВ Краснополянская ГЭС - Поселковая	ТАТ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 29838-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-13	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11		
6	Краснополянская ГЭС, ОРУ- 110кВ, 2 СШ- 110кВ, КЛ 110кВ Краснополянская ГЭС - Лаура	ТАТ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 29838-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11		
7	Краснополянская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Краснополянская ГЭС –Хоста с отпайками	ТАТ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 29838-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-13	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97		
8	Краснополянская ГЭС, ОРУ- 110кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Краснополянская ГЭС -Бытха с отпайками	ТАТ 600/5, КТ 0,2S Пер. № 29838-05	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 24218-13	ЕА05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 16666-97		
9	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.№4, КЛ-10 кВ, ф. «ТРП-16-І»	ТОЛ-СЭЩ-10-21 600/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10-1 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 38394-08	A1805RALQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10кВ, яч. №7, КЛ-10 кВ, РП-103Н-I	ТОЛ-СЭЩ-10-21 600/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10-1 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 38394-08	A1805RALQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11	СИКОН С70, пер. № 28822-05	УСВ-2, пер. № 82570-21 / HP Proliant DL 380 Gen10
11	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10кВ, яч. № 8, КЛ-10кВ, РП-103Н-II	ТОЛ-СЭЩ-10-21 600/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10-1 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 38394-08	A1805RALQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		
12	Краснополянская ГЭС, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10кВ, яч. №11,КЛ-10кВ, ф. «ТРП-16-II»	ТОЛ-СЭЩ-10-21 600/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10-1 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 38394-08	A1805RALQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		
13	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ, ф.«ПЛОТИНА СН», РУ-0,4 кВ, ТП-К5Н	Т-0,66 100/5, КТ 0,5 Пер. № 47176-11	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		
14	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ, ф.«ПЛОТИНА ХН» РУ-0,4 кВ, ТП-К5Н	Т-0,66 150/5, КТ 0,5 Пер. № 47176-11	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		
15	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. «БСР СН», РУ- 0,4 кВ, ТП-К6	Т-0,66 50/5, КТ 0,5S Пер. № 29482-07	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		
16	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. «БСР ХН», РУ- 0,4 кВ, ТП-К6	Т-0,66 150/5, КТ 0,5 Пер. № 29482-07	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. «Напорный бассейн», РУ- 0,4кВ, ТП-К4	Т-0,66 30/5, КТ 0,5 Рег. № 47176-11	-	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	-	УСВ-2, рег. № 82570-21 / HP Proliant DL 380 Gen10
18	Краснополянская ГЭС, ВРУ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ, ф. «Малая ГЭС», РУ-0,4 кВ, ТП- К6	ТТЕ 75/5, КТ 0,5 Рег. № 73808-19	-	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	СИКОН С70, рег. № 28822-05	
19	КЛ-6кВ МГЭС- ТРП-103-I	ТПП-10-2-M1BC 200/5, КТ 0,5S Рег. № 30709-11	ЗНОЛП.4-6У2 6300:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G КТ 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		
20	ГГ-МГЭС	ТПОЛ 10 200/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 46738-11	EA05RAL-B-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97		

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 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. 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 метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1-4, 20	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
5, 6	Активная	0,5	1,0
	Реактивная	0,9	1,7
7, 8	Активная	0,8	1,7
	Реактивная	1,3	3,0
9-12	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
13, 14, 16-18	Активная Реактивная	1,1 1,8	3,1 5,1
15	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,1 3,6
19	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,1 3,6
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ЕвроАльфа Альфа А1800	50000 120000

Продолжение таблицы 4

1	2
Меркурий 234 УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 35000 70000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: ЕвроАльфа - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее Альфа А1800 - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее Меркурий 234 - каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут УСПД СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	336 1200 170 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	15
	ТАТ	12
	ТЛП-10-2-М1ВС	3
	ТОЛ-СЭЩ-10	12
	ТПОЛ 10	3
	ТПОЛ-10М	12
	ТТЕ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП.4-6У2	3
	ЗНОЛП-6	3
	НАЛИ-СЭЩ-10-1	2
	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчик электрической энергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1
	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	1
	A1805RALQV-P4GB-DW-4	4
	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	5
	EA05RAL-B-4	8
	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.G	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер ИВК	HP Proliant DL 380 Gen10	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/06/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Краснополянская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». МВИ 26.51.43/06/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Адрес: 344002, Ростовская область, г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59,
оф. 405

Телефон: 8 (863) 210-96-00

E-mail: ecoenergo@lukoil.com

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения
единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и
метрологии № RA.RU 311281 от 16.11.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85912-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-7007

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-7007 (далее – системы) предназначены для измерений электрического сопротивления постоянному току и напряжения постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия системы при измерении электрического сопротивления постоянному току основан на измерении напряжения постоянного тока, образующегося при протекании постоянного тока через сопротивление с известным значением силы постоянного тока, формируемого источником опорного тока, входящего в состав измерителей сопротивления постоянному току МТ16-4Л-01, и вычислении значения сопротивления по известной зависимости во встроенном микропроцессорном устройстве (контроллере). Принцип действия системы при измерении напряжения постоянного тока основан на аналого-цифровом преобразовании измеряемой величины входного напряжения постоянного тока в двоичный цифровой код, доступный для обработки программой пользователя.

Конструктивно системы представляют собой электронную стойку СЭ246, с установленными в ней блоком БЭ312, источником питания ИП-400, панелью КП-ВВ191.

Системы реализуют следующие функции:

- измерение электрического сопротивления постоянному току по четырехпроводной схеме измерений по 176 каналам. Функции реализуются измерителями сопротивления постоянному току МТ16-4Л-01, входящими в состав блока БЭ312;

- измерение напряжения постоянного тока по шести гальванически развязанным каналам. Функции реализуются мезонинами измерителями мгновенных значений напряжения МН6И-150В и МН8ИП, входящими в состав блока БЭ312;

- контроль дискретных сигналов. Функция реализуется модулем РДС, входящим в состав блока БЭ312.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку методом лазерной гравировки в виде цифрового кода.

Общий вид систем с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на системы в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) систем не предусмотрено.

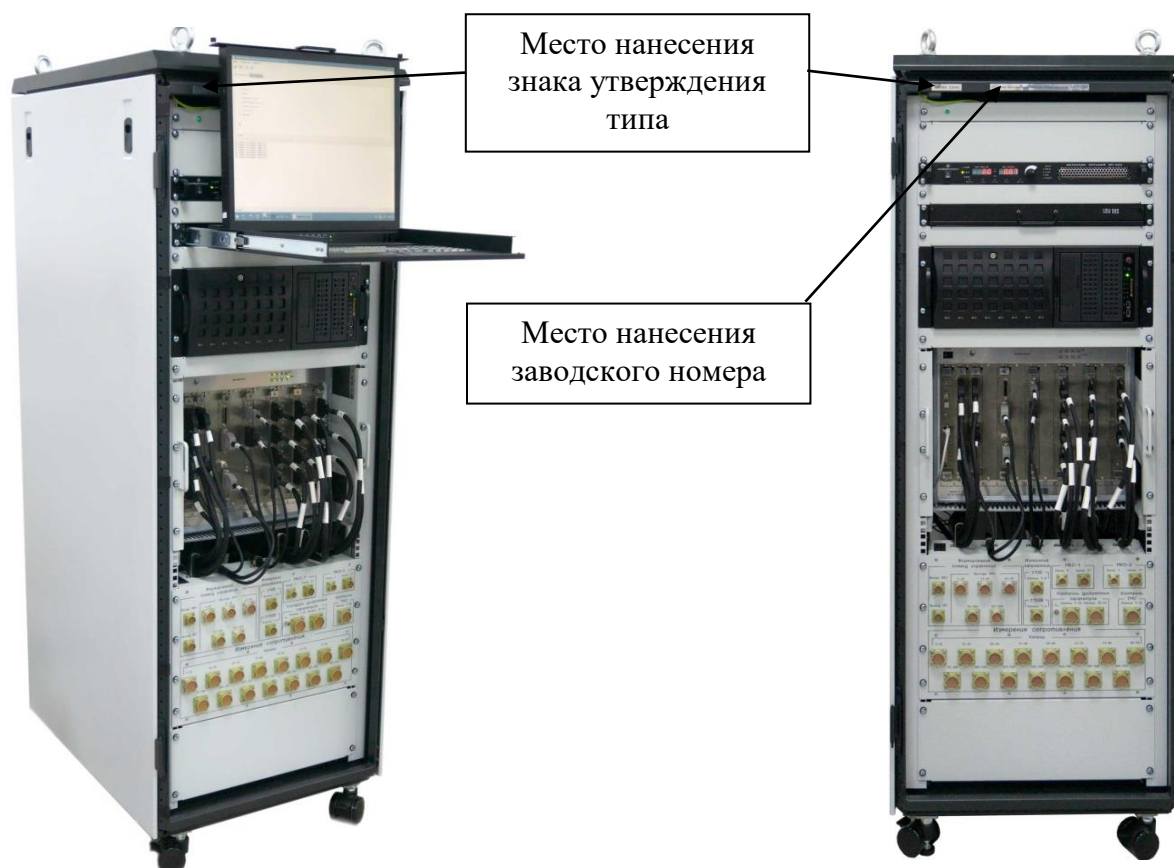


Рисунок 1 – Общий вид систем автоматизированных измерительных ТЕСТ-7007 с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Системы работают под управлением программного обеспечения (далее - ПО), которое выполняет следующие функции:

- управление модулями систем;
- считывание из модулей измерительной информации;
- расшифровку полученной информации и приведение её к виду, удобному для дальнейшего использования;
- визуализацию результатов измерений в цифровом и графическом представлении;
- хранение измерительной информации.

Конструкция систем исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологически значимая часть ПО выделена в файл библиотеки математических функций: povCalc.so.

Метрологически значимая часть ПО и измерительная информация достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077–2014.

Метрологические характеристики систем нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО систем приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	povCalc.so
Номер версии ПО (идентификационный код), не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	d8349cb9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Поддиапазоны измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 0,6 до 62 от 1,2 до 125 от 2,5 до 250 от 5 до 500 от 12,5 до 1250 от 25 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений электрического сопротивления постоянному току, %: - для поддиапазона от 0,6 до 62 Ом - для поддиапазона от 1,2 до 125 Ом - для поддиапазона от 2,5 до 250 Ом - для поддиапазона от 5 до 500 Ом - для поддиапазона от 12,5 до 1250 Ом - для поддиапазона от 25 до 2500 Ом	$\pm[0,070+0,092 \cdot (R_m^{1/1}/R_x^{2/1})-1]+0,08]$ $\pm[0,040+0,048 \cdot (R_m/R_x-1)+0,08]$ $\pm[0,027+0,023 \cdot (R_m/R_x-1)+0,08]$ $\pm[0,017+0,027 \cdot (R_m/R_x-1)+0,08]$ $\pm[0,017+0,022 \cdot (R_m/R_x-1)+0,08]$ $\pm[0,017+0,022 \cdot (R_m/R_x-1)+0,08]$
Количество измерительных каналов электрического сопротивления постоянному току	до 176 ⁴⁾
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, реализуемого измерителем МН6И-150В, В	от 0,5 до 110
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, реализуемого измерителем МН6И-150В, %	$\pm[0,1+0,05 \cdot (150/U_x^{3/1})-1]$
Количество измерительных каналов напряжения постоянного тока, реализуемого измерителем МН6И-150В	до 6 ⁴⁾
Диапазон измерений напряжения постоянного тока, реализуемого измерителем МН8ИП, В	от 0,1 до 10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения постоянного тока, реализуемого измерителем МН8ИП, %	$\pm[0,1+0,03 \cdot (10/U_x-1)]$
Количество измерительных каналов напряжения постоянного, реализуемого измерителем МН8ИП	до 8 ⁴⁾
Примечания: 1) R_m – значение верхней границы поддиапазона измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом; 2) R_x – измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, Ом; 3) U_x – измеренное значение напряжения постоянного тока, В; 4) конкретное количество измерительных каналов указано в формуляре.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Электрическое сопротивление защитного заземления, Ом, не более	0,1
Электрическое сопротивление изоляции цепи сетевого питания относительно корпуса, МОм, не менее	20
Электрическая прочность изоляции цепи сетевого питания, В, не менее	1500
Максимальная потребляемая мощность, В·А, не более	700
Габаритные размеры (глубина×ширина×высота), мм, не более	793×600×1768
Масса, кг, не более	300
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-7007	ФТКС.411713.369	1 шт.
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-7007. Комплект ЗИП одиночный	ФТКС.305656.308	1 шт.
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-7007. Формуляр	ФТКС.411713.369ФО	1 экз.
Системы автоматизированные измерительные ТЕСТ-7007. Руководство по эксплуатации	ФТКС.411713.369РЭ	1 экз.
Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-7007. Комплект программного обеспечения	-	1 шт.
Источник опорного напряжения постоянного тока ИОН	ФТКС.687420.028	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4.3 «Работа изделия» руководства по эксплуатации ФТКС.411713.369РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52070-2003 «Интерфейс магистральный последовательный системы электронных модулей. Общие требования»

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»

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

ФТКС.411713.369ТУ «Система автоматизированная измерительная ТЕСТ-7007.
Технические условия»

Правообладатель

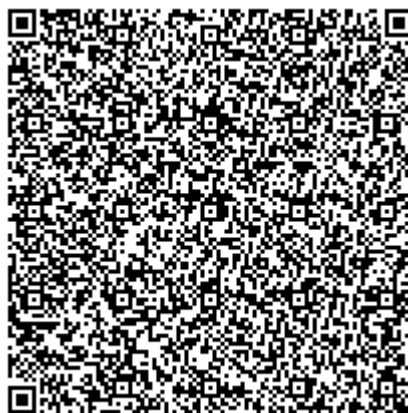
Общество с ограниченной ответственностью «VXI-Системы» (ООО «VXI-Системы»)
Место нахождения и адрес юридического лица: 124482, г. Москва, г. Зеленоград,
Савелкинский проезд, дом 4, этаж 6, пом. XIV, ком. 1
ИНН 7735126740

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «VXI-Системы» (ООО «VXI-Системы»)
Адрес деятельности: 124482, г. Москва, г. Зеленоград, Савелкинский проезд, дом 4,
этаж 6, пом. XIV, ком. 1
Место нахождения и адрес юридического лица: 124482, г. Москва, г. Зеленоград,
Савелкинский проезд, дом 4, этаж 6, пом. XIV, ком. 1
ИНН 7735126740

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр
«ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)
Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва,
вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314019



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85913-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «РАДИАТОР»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «РАДИАТОР» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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), 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 (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) с программным обеспечением (ПО) АКУ «Энергосистема».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока. 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 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Далее информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ субъекта ОРЭМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других 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, которое обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки во время сеанса связи с УССВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется не реже 1 раза в сутки во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «РАДИАТОР».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО АКУ «Энергосистема». ПО АКУ «Энергосистема» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО АКУ «Энергосистема». Уровень защиты ПО АКУ «Энергосистема» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО АКУ «Энергосистема» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ESS.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	0227AA941A53447E06A5D1133239DA60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,2	1,9	3,1	1,6	2,3	3,3
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
П р и м е ч а н и я 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 +21 до +25 °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 основной относительной 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; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,9	2,1	4,1	3,7
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
П р и м е ч а н и я 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 +21 до +25 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	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 $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	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 +21 до +25 0,5 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	320000 3 100000 1 45000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	61 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (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 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	DELL Optiplex 3080	1
Программное обеспечение	АКУ «Энергосистема»	1
Формуляр	ЭНСТ 411711.276.2 ФО	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 (АИИС КУЭ) ООО «КЗТО «РАДИАТОР», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

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.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Кимрский завод теплового оборудования «РАДИАТОР» (ООО «КЗТО «РАДИАТОР»)

ИНН 6910010481

Адрес: 171502, Тверская область, г. Кимры, ул. Орджоникидзе, д. 83а

Изготовители

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

ИНН 3328498209

Адрес: 607061, Нижегородская область, г.о. город Выкса, г Выкса, ул Луначарского, зд. 11а, каб. 216

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес: 600009, Россия, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, дом 1

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85914-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Платина

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Платина (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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

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 ЕНЭС 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. В состав ИВК входит УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Нижнетуриная ГРЭС-Сопка с отпайкой на ПС Платина (ВЛ 220 кВ НТГРЭС-Сопка)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S КТТ = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	ВЛ 220 кВ Сопка-Сосьва с отпайкой на ПС Платина (ВЛ 220 кВ Сопка-Сосьва)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S КТТ = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
3	T1 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S КТТ = 3000/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
4	T2 10 кВ	ТОЛ кл.т 0,5S КТТ = 3000/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ кл.т 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	EPQS кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

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 (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
3-4 (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
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 (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
3-4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,4	1,6	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 (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
3-4 (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 эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 (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
3-4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени	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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	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

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии АльфаА1800:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
счетчики электроэнергии EPQS:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД ЭКОМ-3000:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	75000
Комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
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

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	47959-16	6
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	6
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛ	46738-11	6
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-06	2
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	49933-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У020-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Платина», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Платина

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 N 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.12; п. 6.13)

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

Правообладатель

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

Изготовители

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

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

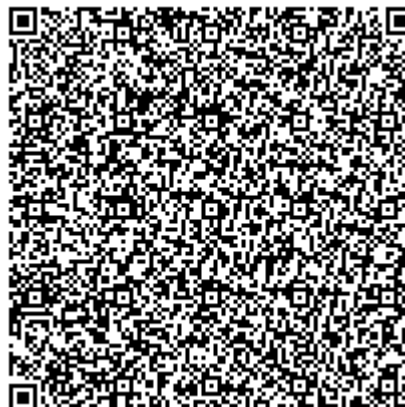
Адрес: 141100, Московская обл., г. Щёлково, пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» июня 2022 г. №1464

Регистрационный № 85915-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "ЦРП"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "ЦРП" (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G7 с установленным программным обеспечением "АльфаЦЕНТР" (далее – сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, 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 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;
- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", за подписью ЭЦП субъекта 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 формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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 обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера ИВК 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 АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 82 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "средний" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.07.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	РУ-6 кВ ЗАО ЦРП РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 453	ТОЛ-СТ 600/5 кл. т. 0,5 рег. № 73872-19	СТУ12 (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 45813-10	Меркурий 234 ART-00 PR кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G7
2	РУ-6 кВ ЗАО ЦРП РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 9, КЛ-6 кВ ф. 342	ТОЛ-СВЭЛ 600/5 кл. т. 0,5S рег. № 70106-17	СТУ12 (6000:√3)/(100:√3) кл. т. 0,5 рег. № 45813-10	Меркурий 234 ART-00 PR кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	

Примечания:

- 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.
- Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
- Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 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 метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $\pm (\delta) \%$	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm (\delta) \%$
1	2	3	4
1	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,8	4,8
2	Активная	1,1	1,8
	Реактивная	2,8	3,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{ с}$			5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

продолжение таблицы 3

3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
– для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
– для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С, а также силе тока равной 2 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S, и 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$ для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – ток, % от $I_{\text{ном}}$ – для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5S – для ИИК, содержащих ТТ класса точности 0,5 – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	 165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	 123

продолжение таблицы 4

1	2
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадаания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	3
	ТОЛ-СТ	3
Трансформатор напряжения	СТУ12	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ART-00 PR	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1

продолжение таблицы 5

1	2	3
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G7	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.082.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "ЦРП". 69729714.411713.082.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Закрытое акционерное общество "Центр региональных программ"
(ЗАО "ЦРП")

ИНН 3663073640

Адрес: 394028, Воронежская область, г. Воронеж, Монтажный проезд, д. 2В

Телефон: (473) 244 60 00, (473) 244 19 86.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль"
(ООО "Электроконтроль")

ИНН: 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77.

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"
(ООО "Энерготестконтроль")

ИНН: 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: (910) 403 02 89.

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № RA.RU.312560 от 03.08.2018

