

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

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.	Уровнемеры многофазные	Insol- 90X	С	86065-22	модиф. Insol 901.2 - зав. №725-21, модиф. Insol 901.1 - зав. №726-21, модиф. Insol 902.1 - зав. №727-21	Общество с ограниченной ответственностью "Инсол" (ООО "Инсол"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Инсол" (ООО "Инсол"), г. Уфа	ОС	МП 208-037-2021	1 год - для уровнемеров с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня жидких сред	Общество с ограниченной ответственностью "Инсол" (ООО "Инсол"), г. Уфа	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	08.06.2022

										(уровня раздела сред) $\leq$ ± 3 мм, 3 года - для уровне меров с пре- дела- ми допус- кае- мой абсо- лют- ной по- греш- ности изме- рений уровня жид- ких сред (уров- ня разде- ла сред) свыше ± 3 мм или для уровне меров, рабо- таю-			
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

										щих при избы- точ- ном давле- нии			
2.	Трансформа- торы напря- жения	НКФ- 110- 57У1	Е	86066-22	1033852, 1033848, 1033867, 1033777, 1033868	ОАО "Произ- водственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗА- ВОД", г. Москва	ОАО "Произ- водственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗА- ВОД", г. Москва	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Спец- энергопроект" (ООО "Спец- энергопро- ект"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	08.04.2022
3.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) Крае- вое государ- ственное унитарное предприятие "Примор- ский Водоканал" (КГУП "Примор- ский Водоканал")	Обозна- чение отсут- ствует	Е	86067-22	ДЭК.2022.25.1.003. 015	Общество с ограниченной ответственно- стью "Телекор ДВ" (ООО "Телекор ДВ"), г. Хабаровск	Краевое госу- дарственное унитарное предприятие "Приморский Водоканал" (КГУП "При- морский Во- доканал"), Приморский край, Шкотов- ский р-н, п. Штыково	ОС	МП 035- 2022	4 года	Публичное акционерное общество "Дальнево- сточная энер- гетическая компания" (ПАО "ДЭК"), г. Владивосток	ООО "Спец- энергопроект", г. Москва	06.05.2022
4.	Датчики температуры	ТОР	Е	86068-22	68918/1, 68918/2, 68918/3, 68918/4,	Alf-Sensor Sp.J., Польша	Alf-Sensor Sp.J., Польша	ОС	МП-ИНС- 024/02-	Пер- вичная	Общество с ограниченной	ООО "ИНЭКС СЕРТ",	18.02.2022

	платиновые				68918/5, 68918/6, 68918/7, 68918/8, 68918/9, 68918/10, 68918/11, 68918/12, 68918/13, 68918/14, 68918/15				2022	повер- ка до ввода в экс- плуа- тацию	ответственно- стью "Мир Технологий" (ООО "Мир Технологий"), г. Москва	г. Москва	
5.	Датчики температуры платиновые	Consiste с	Е	86069-22	66242/1, 66242/2, 66242/3, 66242/4, 66242/5, 66242/6, 66242/7, 66242/8, 66242/9, 66242/10, 66242/11, 66242/12	Sensor- Technology Ltda, Бразилия	Sensor- Technology Ltda, Бразилия	ОС	МП-ИНС- 025/02- 2022	Пер- вичная повер- ка до ввода в экс- плуа- тацию	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мир Технологий" (ООО "Мир Технологий"), г. Москва	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва	18.02.2022
6.	Датчики температуры платиновые	РСА	Е	86070-22	69031/1, 69031/2, 69031/3, 69031/4, 69031/5, 69031/6, 69031/7, 69031/8, 69031/9, 69031/10, 69031/11, 69031/12, 69031/13, 69031/14, 69031/15, 69031/16, 69031/17, 69031/18, 69031/19, 69031/20, 69031/21, 69031/22, 69031/23, 69031/24, 69031/25, 69031/26, 69031/27, 69031/28, 69031/29, 69031/30, 69031/31, 69031/32, 69031/33, 69031/34, 69031/35, 69031/36, 69031/37, 69031/38, 69031/39, 69031/40, 69031/41, 69031/42, 69031/43, 69031/44, 69031/45, 69031/46, 69031/47, 69031/48, 69031/49, 69031/50, 69031/51, 69031/52, 69031/53, 69031/54,	Фирма "JUMO Regulation", Франция	Фирма "JUMO Regulation", Франция	ОС	МП-ИНС- 023/02- 2022	Пер- вичная повер- ка до ввода в экс- плуа- тацию	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мир Технологий" (ООО "Мир Технологий"), г. Москва	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва	18.02.2022

					69031/55, 69031/56, 69031/57, 69031/58, 69031/59, 69031/60, 69031/61, 69031/62, 69031/63, 69031/64, 69031/65, 69031/66, 69031/67, 69031/68, 69031/69, 69031/70, 69031/71, 69031/72, 69031/73, 69031/74, 69031/75, 69031/76, 69031/77, 69031/78, 69031/79, 69031/80, 69031/81								
7.	Дефектоскопы ультразвуковые	DYNAR AY	C	86071-22	DYN-0204, DYN-0185	Компания "Zetec Inc.", Канада	Компания "Zetec Inc.", Канада	ОС	651-22-014МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Технический центр контроля и диагностики - Атомкомплект" (ООО "ТЦКД-Атомкомплект"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	08.04.2022
8.	Косы термометрические	ТКц-03	C	86072-22	001 (модификация ТКц-03-01-10-15), 002 (модификация ТКц-03-01-10-15)	Общество с ограниченной ответственностью "Севербуринструмент" (ООО "Севербуринструмент"), г. Курган	Общество с ограниченной ответственностью "Севербуринструмент" (ООО "Севербуринструмент"), г. Курган	ОС	МП-НИЦЭ-031-22	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Севербуринструмент" (ООО "Севербуринструмент"), г. Курган	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	04.05.2022
9.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	E	86073-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные	Общество с ограниченной ответственностью "Энергопрогноз"	ОС	МП 2-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные	ООО "АСЭ", г. Владимир	27.01.2022

	измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергопрогноз" по объектам ООО "НОВОГОР-Прикамье" г. Пермь					системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	(ООО "Энергопрогноз"), г. Владимир				системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир		
10.	Станции автоматические дорожные метеорологические	Вуокса	С	86074-22	21017	Общество с ограниченной ответственностью "Институт радарной метеорологии" (ООО "ИРАМ"), Ленинградская обл., Всеволожский район, поселок Воейково	Общество с ограниченной ответственностью "Институт радарной метеорологии" (ООО "ИРАМ"), Ленинградская обл., Всеволожский район, поселок Воейково	ОС	МП 254-0143-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Институт радарной метеорологии" (ООО "ИРАМ"), Ленинградская обл., Всеволожский район, поселок Воейково	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	19.05.2022
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП "СТЭ" (Сочителло-	Обозначение отсутствует	Е	86075-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	Общество с ограниченной ответственностью "Южная энергосбытовая компания" (ООО "ЮЭСК"), Краснодарский край, ст. Каневская	ОС	МП ЭПР-496-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоПромРесурс" (ООО "ЭнергоПромРесурс"), Московская обл., г. Красногорск	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	17.05.2022

	энерго)												
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Амурской области	Обозначение отсутствует	Е	86076-22	2202	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-508-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерТест" (ООО "ЭнерТест"), Московская обл., г. Щелково	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	25.05.2022
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Еврейской автономной	Обозначение отсутствует	Е	86077-22	2201	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-509-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерТест" (ООО "ЭнерТест"), Московская обл., г. Щелково	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.05.2022

	области												
14.	Генераторы сигналов пациента	FMS-3	C	86078-22	FMS21040214; FMS21050220	Datrend Systems Inc., Канада	Datrend Systems Inc., Канада	ОС	РТ-МП-866-421-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "ДОЗА" (ООО НПП "Доза"), г. Москва, г. Зеленоград	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	25.05.2022
15.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000	E	86079-22	7	СМУ-3 управление треста Нефтехиммонтаж, г. Самара	СМУ-3 управление треста Нефтехиммонтаж, г. Самара	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное Общество "Ульяновск-нефтепродукт" (АО "Ульяновскнефтепродукт"), г. Ульяновск	ФБУ "Ульяновский ЦСМ", г. Ульяновск	26.07.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры многофазные Insol-90X

Назначение средства измерений

Уровнемеры многофазные Insol-90X (далее по тексту – уровнемеры Insol-90X) предназначены для измерения уровня и уровня раздела жидких сред в емкостях и резервуарах и преобразования измеренных значений в унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА и (или) цифровой кодированный сигнал на базе протокола Ethernet TCP/IP и (или) RS-485.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров Insol-90X основан на методе импульсной рефлектometрии с временным разрешением. Передатчик уровнемера излучает импульсы по частично погруженному в измеряемую среду волноводу, часть энергии излученных импульсов отражается от поверхности среды и от поверхности раздела жидкостей с различной диэлектрической проницаемостью и возвращается по волноводу в приемник уровнемера.

Уровнемер представляет собой корпус с электроникой, которая представляет собой генератор измерительных частот с диапазоном перестройки от 10 до 900 МГц, с шагом 1 МГц и устройства измерения уровня сигнала генератора, с дальнейшей обработкой полученной информации. Высокочастотный сигнал, распространяясь по волноводу, отражается от всех границ раздела пропорционально изменению диэлектрической проницаемости, а также замедляет или увеличивает скорость распространения в зависимости от значения диэлектрической проницаемости среды. Алгоритм уровнемера датчика заключается в измерении интервала времени, необходимого электромагнитной волне для прохождения расстояния от датчика, расположенного на поверхности резервуара до границ раздела фаз многокомпонентной среды, от которых часть энергии электромагнитной волны отражается, и пересчете этого интервала в уровень среды. Перерасчет производится путем последовательного вычитания измеренных расстояний до границ раздела из высоты резервуара. Измерительный алгоритм, основанный на использовании методов цифровой обработки сигналов, установленный в приборе, позволяет получить расстояние от фланца до отраженного сигнала и выдачу измеренных значений уровня в аналоговом виде (от 4 до 20 мА) и (или) цифровом кодированном сигнале и (или) визуально с использованием интерфейса электронного блока. Измерение уровня происходит в диапазоне от фланца до верхнего концевика.

Уровнемеры Insol-90X состоят из электронного блока и волновода, которые соединены между собой.

Электронный блок включает в себя:

- показывающее устройство в виде жидкокристаллического (ЖК) дисплея, отображающего измеренные величины. ЖК-дисплей объединён с клавиатурой, позволяющей проводить настройку и диагностику уровнемера реализую, таким образом, интерфейс «человек-машина»;
- разъемы для подсоединения проводных интерфейсов передачи данных в аналоговом виде (от 4 до 20 мА) и (или) цифровом кодированном сигнале и (или) WEB-Servera;

- микроконтроллер с электронным передатчиком и приемником, которые выполняют прием-передачу импульсов и измерение длительности временного интервала, пропорционального значению расстояния до поверхности среды и (или) поверхности раздела жидкостей с различной диэлектрической проницаемостью.

Волноводы конструктивно подразделяются на два вида: гибкие и жесткие.

Уровнемеры Insol-90X имеют четыре модификации в зависимости от вида волновода и наличия устройства для определения коэффициента нефти, воды и эмульсии:

Insol-90X	-Уровнемер многофазный
Insol-901	-Уровнемер многофазный без устройства для определения коэффициента нефти, воды и эмульсии
-Insol-901.1	-Уровнемер многофазный гибкий волновод
-Insol-901.2	-Уровнемер многофазный жесткий волновод
Insol -902	-Уровнемер многофазный с устройством для определения коэффициента нефти, воды и эмульсии
-Insol-902.1	-Уровнемер многофазный гибкий волновод
-Insol-902.2	-Уровнемер многофазный жесткий волновод

Общий вид уровнемеров представлен на рисунке 1.

Вариант исполнения уровнемера определяется в соответствии со структурой условного обозначения по эксплуатационной документации следующим образом:

Уровнемер многофазный Insol-90X.LYYYY-ДУ-NN-ПУ_KK – ИСП_K-ЕЕ,

где

- INSOL - 90 – наименование изделия;
- X – 1 Уровнемеры без устройства для определения коэффициента нефти, воды и эмульсии
- X – 2 Уровнемеры с устройством для определения коэффициента нефти, воды и эмульсии
- L – Тип чувствительного элемента (1 – Гибкий, 2 – Жесткий)
- YYYYY – установочная длина чувствительного элемента (волновода), мм;
- ДУ-NN-ПУ_KK – ИСП_K тип фланца (ДУ100ПУ1.6 Исп. 1)
- ЕЕ – резервные символы.

Сокращённое условное обозначение и заводской номер уровнемера наносятся методом шелкографии на информационную табличку, размещенную на корпусе уровнемера. Заводские номера указываются в формате цифрового кода.

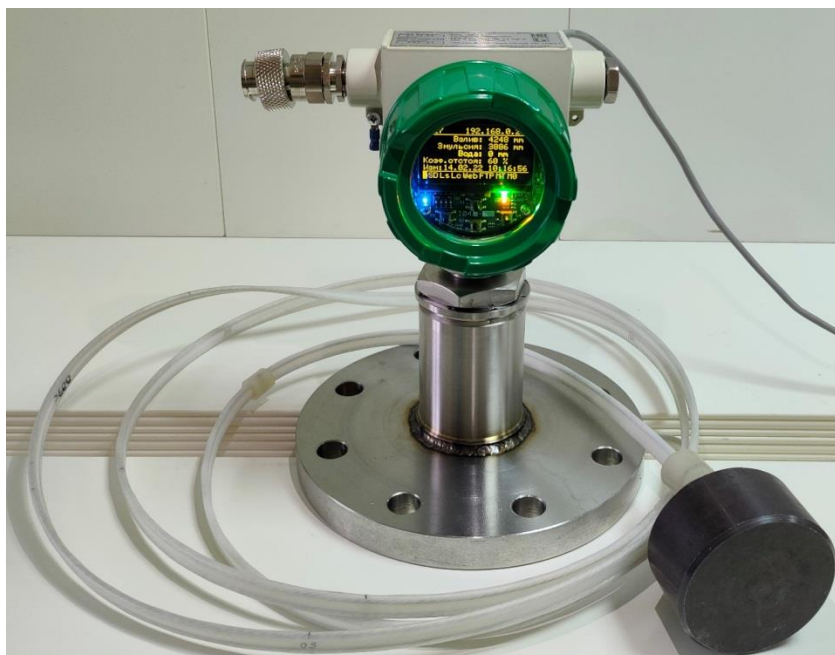


Рисунок 1 - Общий вид уровнемера Insol-90X

Уровнемеры многофазные Insol- 90X		
Дата выпуска	ООО "ИНСОЛ"	
	Сертификат соответствия	
Модель	_____	
	__ °C < Токр < __ °C	
Зав. номер	Открывать, отключив от сети !	
г. Уфа, ул Кировоградская, д. 36/2		

Рисунок 2 - Общий вид информационной таблички на корпусе уровнемера Insol-90X

Пломбирование уровнемеров Insol-90X не предусмотрено.

Программное обеспечение

Уровнемеры Insol-901(2) имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное предприятием-изготовителем, которое устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. В процессе эксплуатации данное ПО не может быть изменено, так как пользователь не имеет к нему доступа.

ПО в целом является метрологически значимым и не может быть изменено преднамеренно или случайно. Параметры, влияющие на метрологические характеристики, защищены паролем и механически (с помощью переключателя). Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Insol-901	Insol-902
Идентификационное наименование ПО	Insol Web	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 0.6.11	
Цифровой идентификатор ПО	–	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений уровня*, м	от 0 до 15
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня жидких сред: - цифровой кодированный сигнал на базе протокола Ethernet TCP/IP и (или) RS-485 - унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА	± 3 мм ± 3 мм или $\pm 0,05$ % от диапазона измерений (принимается большее значение)
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений уровня раздела сред по цифровому кодированному сигналу, мм	± 15
Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений уровня жидких сред на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды от температуры нормальных условий (20 °С): - цифровой кодированный сигнал на базе протокола Ethernet TCP/IP и (или) RS-485 - унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА	$\pm 0,02$ % от диапазона измерений $\pm 0,05$ % от диапазона измерений
Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности измерений уровня раздела сред по цифровому кодированному сигналу на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды от температуры нормальных условий (20 °С)	$\pm 0,02$ % от диапазона измерений
*– конкретный диапазон измерений уровня определяется заказом и записывается в паспорте на уровнемер	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температур окружающей среды, °С	от –50 до +55
Диапазон температур контролируемой среды, °С	от –50 до +80
Напряжение питания постоянного тока, В	24 или 48
Потребляемая мощность, Вт, не более	10
Срок службы, лет, не менее	10
Рабочее давление контролируемой среды, МПа, не более*	6,3
*– конкретное значение определяется заказом и записывается в паспорте на уровнемер	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер многофазный	Insol-90X*	1 шт.
Паспорт	INSOL90X.01.00.000 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	INSOL90X.01.00.000 РЭ	1 экз.**
Методика поверки		
Комплект монтажных частей	—	1 или 2 компл.***
* – числовой шифр X определяется заказом; ** – на партию уровнемеров, поставляемую в один адрес, и дополнительно – по требованию заказчика; *** – определяется заказом.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.3 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов

ТУ 26.51.52.120-003-06157257-2021 Уровнемеры многофазные Insol-90X. Технические условия.

Правообладатель

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

Адрес: 450001, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, д. 36/2

E-mail: info@insol.su

Web-сайт: www.insol.su

ИНН 0274922832

Изготовитель

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

Адрес: 450001, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, д. 36/2

E-mail: info@insol.su

Web-сайт: www.insol.su

ИНН 0274922832

Испытательный центр

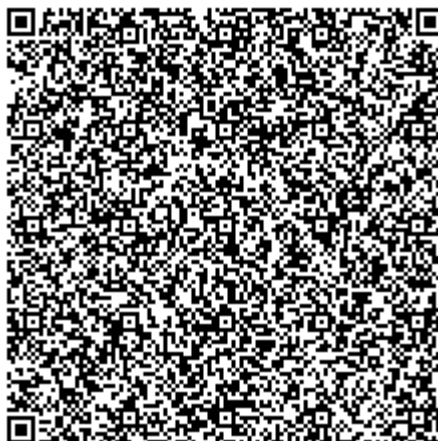
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86066-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57У1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для преобразования напряжения в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

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

Трансформаторы напряжения состоят из стержневого магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичной и вторичных 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.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на информационную табличку (шильд) на корпусе.

К трансформаторам данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110-57У1 с заводскими номерами №№ 1033852, 1033848, 1033867, 1033777, 1033868.

Общий вид трансформатора напряжения представлен на рисунке 1.

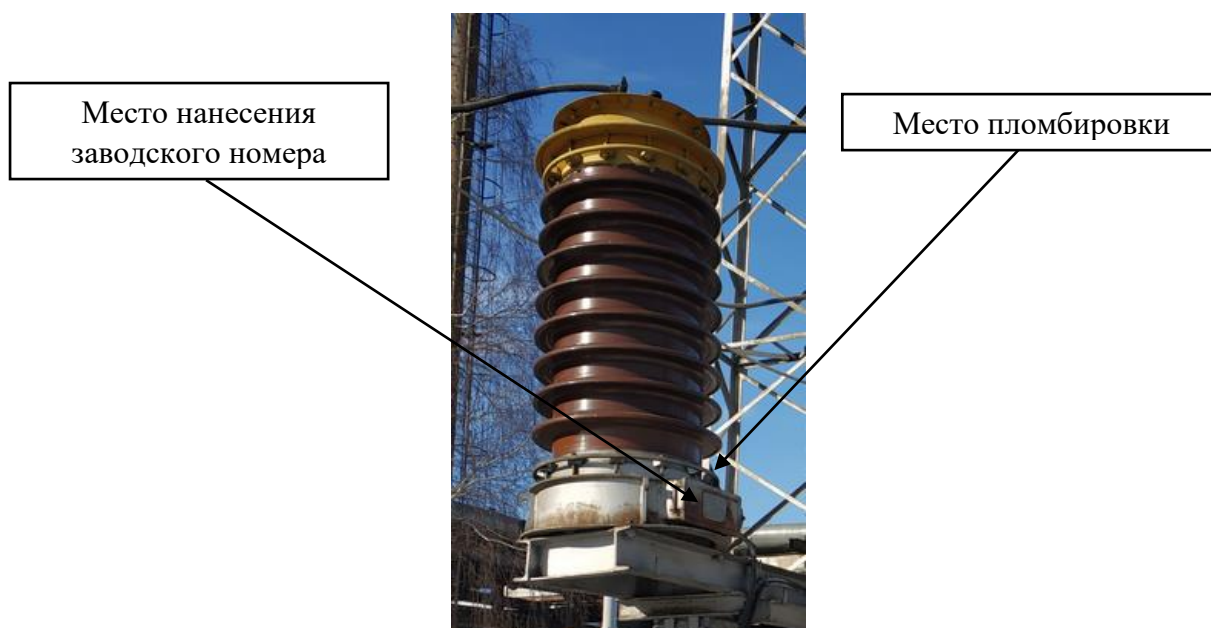


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики НКФ-110-57У1

Наименование характеристики			Значение
Заводской номер			1033852, 1033848, 1033867, 1033777, 1033868
Год выпуска			1974
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ			110/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	основн.		100/ $\sqrt{3}$
	доп.		100
Номинальная мощность в классах точности, ВА	основн.	0,5	400
		1,0	600
	доп.	3,0	1200
Предельная мощность *, ВА			2000
Номинальная частота, Гц			50
Примечания: * - суммарная мощность вторичных основной и дополнительной обмоток.			

Таблица 2 – Основные технические характеристики НКФ-110-57У1

Наименование характеристики	Значение
Модификация трансформатора напряжения	НКФ-110-57У1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -45 до +40
Масса, кг	610
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм	790×710×1660

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	5
Трансформатор напряжения НКФ-110-57У1. Паспорт	-	5

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

Правообладатель

ОАО «Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД» (изготовлены в 1974 г.)
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, 21

Изготовитель

ОАО «Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД» (изготовлены в 1974 г.)
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, 21

Испытательный центр

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

ИНН 7736042404

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

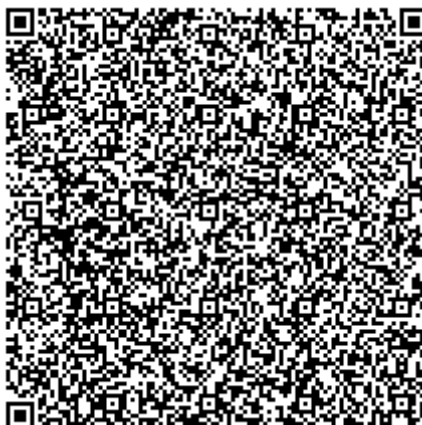
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86067-22

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краевое государственное унитарное предприятие «Приморский Водоканал» (КГУП «Приморский Водоканал»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краевое государственное унитарное предприятие «Приморский Водоканал» (КГУП «Приморский Водоканал») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (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) ПАО «ДЭК», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УССВ-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПО «АльфаЦЕНТР».

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 ± 1 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.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: ДЭК.2022.25.1.003.015.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» 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 измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов 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
Насосная станция 2-го подъёма №1 АГУ НФС								
1	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ Ф-3	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.17, КЛ 6 кВ Ф-17	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
Насосная станция 2-го подъёма №2 АГУ НФС								
3	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ Ф-10	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 42663-09	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.20, КЛ 6 кВ Ф-20	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Очистные сооружения АГУ НФС								
5	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ Ф-4	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
6	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.6, КЛ 6 кВ Ф-6	ТПОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 45425-10	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Очистные п. Штыково 1-й подъём								
7	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.19, КЛ 6 кВ Ф-19	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
8	ПС 110 кВ Штыково, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.26, КЛ 6 кВ Ф-26	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Насосная станция 3-го подъема «Муравейка» АГУ НФС								
9	ПС 110 кВ Муравейка, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, яч.8, КЛ 6 кВ Ф-8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
10	ПС 110 кВ Муравейка, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.14, КЛ 6 кВ Ф-14	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Насосная станция 1-го подъема БГУ ОГУ								
11	ТП-4103 (НС 1 подъема БГУ) 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч. 7	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
12	ТП-4103 (НС 1 подъема БГУ) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.8	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Насосная станция 2-го подъема БГУ ОГУ								
13	ТП-4101 (НС 2 подъема БГУ), РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч. 2	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ТП-4101 (НС 2 подъема БГУ), РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч. 3	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
Насосная станция 4-го подъема «Горностай» ОГУ								
15	НС 4 подъема Горностай 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.6	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
16	НС 4 подъема Горностай 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.5	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
Насосная станция 4-го подъема «Подгороденка» ОГУ								
17	ТП-4096 (НС 4 подъема Подгороденка) 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.3	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
18	ТП-4096 (НС 4 подъема Подгороденка) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.14	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ТП-4096 (НС 4 подъема Подгороденка) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.15	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
ПГУ (Пионерский гидроузел) ОГУ								
20	ТП-1645 6 кВ, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-7	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
21	ТП-1645 6 кВ, РУ 6 кВ, 2с 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-15	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
22	ТП-1642 6 кВ, РУ 6 кВ, с 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-17	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
23	ТП-1645 6 кВ, РУ 6 кВ, 1с 6 кВ, КЛ 6 кВ ТП-1645 - ТП-1620	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ТП-1642 (НС 2 подъема) 6 кВ, РУ 6 кВ, ввод КЛ 6 кВ ТП-1642 - ТП-1620	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
25	ТП-1637, РУ 6 кВ, ввод КЛ 6 кВ ТП-1639 - ТП-1637	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-СВЭЛ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 42661-09	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
26	ТП-1636 6 кВ, РУ 6 кВ, ввод КВЛ 6 кВ ТП-1648 - ТП-1636	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
27	ТП-1641 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, ввод КЛ 6 кВ ТП-1620 - ТП-1641	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
28	ТП-1641 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, ввод КЛ 6 кВ ТП-1641 - ТП-1648	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КНС-4								
29	КНС-4 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с 0,4 кВ, ввод 1 0,4 В	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,9 ±3,8
30	КНС-4 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 2000/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,9 ±3,8
ВНС «Некрасовская»								
31	ТП-283 (ВНС Некрасовская) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.9, ввод 6 кВ М2	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 50/5 Рег. № 51679-12 ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
32	ТП-283 (ВНС Некрасовская) 6 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ (ввод 0,4 кВ 1ТСН и 2ТСН)	ТТН-III Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	ТП-283 (ВНС Некрасовская) 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.3, ввод 6 кВ М3	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
34	ТП-283 (ВНС Некрасовская) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.10, ввод 6 кВ М1	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 50/5 Рег. № 51679-12	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,1	±2,3 ±4,2
ВНС 3-го подъема «Днепровская»								
35	ТП-1486 (ВНС Днепровская) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.9	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 42683-09	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
36	ТП-1486 (ВНС Днепровская) 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.1	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 42683-09	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
37	ТП-1486 (ВНС Днепровская) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.12	ТЛК-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 42683-09	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВНС 64 мкр.								
38	ВНС 64 мкр 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с 0,4 кВ, ввод КЛ-0,4 кВ Ф-9	ТТН 40 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
39	ВНС 64 мкр 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с 0,4 кВ, ввод КЛ-0,4 кВ Ф-10	ТТН 40 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
ТП «Встроенная»								
40	ТП-Встроенная 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с 0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ	ТТН 40 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
41	ТП-Встроенная 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	ТТН 40 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 75345-19	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
КНС - 2								
42	ПС 110 кВ Бурун, ЗРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч. 104, кл 6 кВ Ф-104	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	ПС 110 кВ Бурун, ЗРУ 6 кВ, 2с 6 кВ, яч.304, КЛ 6 кВ Ф-304	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 33044-06	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
44	ПС 110 кВ 2Р, ЗРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.103, КЛ 6 кВ Ф-103	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	GE-12 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 28404-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,4$ $\pm 5,8$
45	ПС 110 кВ 2Р, ЗРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч. 203, КЛ 6 кВ Ф-203	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	GE-12 Кл. т. 0,5 КТН 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 28404-09	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,4$
КОС «Южные»								
46	ПС 110 кВ Горноста́й, КРУН 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.19, КЛ 6 кВ Ф-19	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
47	ПС 110 кВ Горноста́й, КРУН 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.10, КЛ 6 кВ Ф-10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВНС «Полетаева»								
48	ПС 110 кВ Седанка, КРУН 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ Ф- 2	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
49	ПС 110 кВ Седанка, КРУН 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.19, КЛ 6 кВ Ф-19	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
КНС - 5								
50	ПС 110 кВ Амурская, КРУН 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.9, КЛ 6 кВ Ф- 9	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
51	ПС 110 кВ Амурская, КРУН 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.37, КЛ 6 кВ Ф-37	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КОС о. Русский, бухта Аякс								
52	ГРЩ 0,4 кВ КОС о.Русский, 1 с 0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ	ТТН-III Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 75345-19	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
53	ГРЩ 0,4 кВ КОС о.Русский, 2 с 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	ТТН-III Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 75345-19	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
54	ГРЩ 0,4 кВ КОС о.Русский, секия АВР 0,4 кВ, ввод АВР 0,4 кВ	ТТН-III Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 75345-19	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
КНС -32								
55	РТП-66 (КНС- 32) 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.4, ввод 6 кВ 1Т	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
56	РТП-66 (КНС- 32) 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.7, ввод 6 кВ 2Т	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КОС «Северные»								
57	ПС 110 кВ Де-Фриз, КРУН 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.15, КЛ 6 кВ Ф-15	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 25433-08	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
58	ПС 110 кВ Де-Фриз, КРУН 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.18, КЛ 6 кВ Ф-18	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 500/5 Рег. № 25433-08	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
№312 - Насосная ВОС								
59	ТП ВОС 6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
60	ТП ВОС 6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, яч.6	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 51199-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

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 $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 60 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 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена 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 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	60
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 -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М.12 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.16 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.04 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.09 - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 140000 140000 140000 165000 220000 140000 90000 140000 220000 2

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал 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	ТЛМ-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	20
Трансформатор тока	ТЛК-10	8
Трансформатор тока	ТЛО-10	16
Трансформатор тока	ТОЛ-10	22
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформатор тока	ТТН-Ш	12
Трансформатор тока	ТЛК-10	6
Трансформатор тока	ТТН 40	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	12
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	16
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	18
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ-6	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	GE-12	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	17
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	3

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	3
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ДЭК.425355.023.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Краевое государственное унитарное предприятие «Приморский Водоканал» (КГУП «Приморский Водоканал»), 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

Краевое государственное унитарное предприятие «Приморский Водоканал»
(КГУП «Приморский Водоканал»)
ИНН 2503022413

Юридический адрес: 692841, Приморский край, Шкотовский район, п. Штыково, ул. Центральная, 5

Адрес: 690088, г. Владивосток, ул. Некрасовская, д. 122

Телефон: +7 (423) 200-5-777

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ»
(ООО «Телекор ДВ»)
ИНН 2722065434

Адрес: 680026 г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, 60а, оф. 1

Телефон: 8 (4212) 75-87-75

E-mail: telecor-dv@mail.ru

Испытательный центр

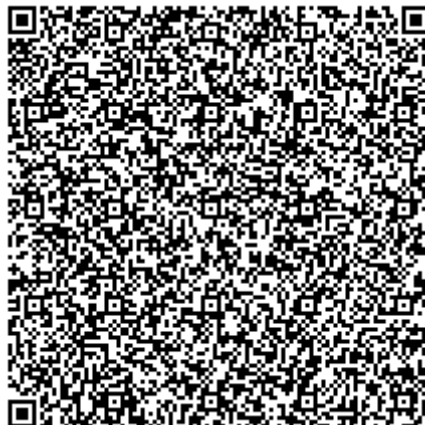
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц №.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86068-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры платиновые ТОР

Назначение средства измерений

Датчики температуры платиновые ТОР (далее – датчики) предназначены для измерений температуры в пазах обмотки статора электродвигателей, установленные на газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром переработка Благовещенск»

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на использовании свойств чувствительного элемента (далее – ЧЭ) изменять свое электрическое сопротивление в зависимости от изменения температуры.

Конструктивно датчики состоят из тонкослойного платинового ЧЭ, нанесенного на диэлектрическую подложку, с выводами для крепления соединительных проводов по 4-х проводной схеме. Монтаж на объекте измерений осуществляется путем закладывания датчиков в специальные пазы обмоток статора электродвигателя.

К данному типу средства измерений относятся датчики с серийными номерами 68918/1; 68918/2; 68918/3; 68918/4; 68918/5; 68918/6; 68918/7; 68918/8; 68918/9; 68918/10; 68918/11; 68918/12; 68918/13; 68918/14; 68918/15.

Серийные номера датчиков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, наносятся на кабель датчиков методом печати.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с Порядком проведения поверки, установленным нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений. Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Внешний вид датчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков температуры платиновых TOP

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -52 до +200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm(0,6+0,01 \cdot t)$
Примечание: t - абсолютное значение температуры, °C	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температурный коэффициент α , °C ⁻¹	0,00385
Электрическое сопротивление изоляции (при 100 В) при температуре (25±10) °C и относительной влажности воздуха от 30 до 80 %, МОм, не менее	100
Номинальное значение сопротивления при 0 °C (R ₀), Ом:	100
Габаритные размеры монтажной части, мм, не более: - диаметр - длина	6 500
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, не более - атмосферное давление, кПа	от -52 до +200 90 от 84,0 до 106,0
Масса, кг, не более	1,2
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик температуры платиновый	ТОР	1 ед.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
¹⁾ – поставляется в одном экземпляре на всю партию		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 1.5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Правообладатель

Alf-Sensor Sp.J., Польша
Адрес: Krakowska 294, 32-080 Zabierzów, Polska
Телефон: +48 12 258 08 40
E-mail: office@alf-sensor.com

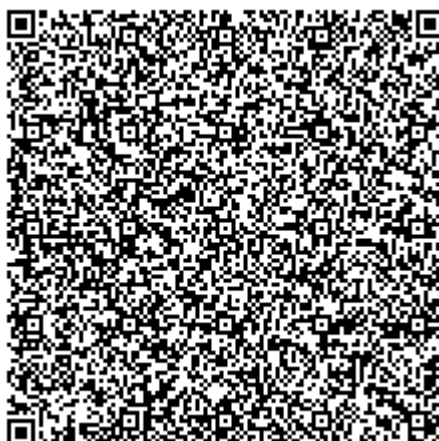
Изготовитель

Alf-Sensor Sp.J., Польша
Адрес: Krakowska 294, 32-080 Zabierzów, Polska
Телефон: +48 12 258 08 40
E-mail: office@alf-sensor.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)
Адрес: 125315, г. Москва, ул. Часовая, д. 9А, помещение 27А
Телефон: +7 (495) 664-23-42
Web-сайт: <http://www.inexcert.ru>
E-mail: info@inexcert.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.312302



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86069-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры платиновые Consistec

Назначение средства измерений

Датчики температуры платиновые Consistec (далее – датчики) предназначены для измерений температуры в пазах обмотки статора электродвигателей, установленные на газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром переработка Благовещенск».

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на зависимости электрического сопротивления материала чувствительного элемента (далее - ЧЭ) от температуры измеряемой среды.

Конструктивно датчики состоят из тонкослойного платинового ЧЭ, нанесенного на диэлектрическую подложку, с выводами для крепления соединительных проводов по 3-х проводной схеме. Монтаж на объекте измерений осуществляется путем закладывания датчиков в специальные пазы обмоток статора электродвигателя.

К данному типу средства измерений относятся датчики с серийными номерами 66242/2; 66242/3; 66242/4; 66242/5; 66242/6; 66242/7; 66242/8; 66242/9; 66242/10; 66242/11; 66242/12.

Серийные номера датчиков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, наносятся на кабель датчиков методом печати.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с Порядком проведения поверки, установленным нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений. Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Внешний вид датчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков температуры платиновых Consistec

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -52 до +200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm(0,3+0,005 \cdot t)$
Примечание: t - абсолютное значение измерений температуры, °C	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температурный коэффициент α , °C ⁻¹	0,00385
Электрическое сопротивление изоляции (при 100 В) при температуре (25±10) °C и относительной влажности воздуха от 30 до 80 %, МОм, не менее	100
Номинальное значение сопротивления при 0 °C (R_0), Ом:	100
Габаритные размеры монтажной части, мм, не более:	
- толщина	4,5
- ширина	45
- длина	3000
Рабочие условия измерений:	
- температура окружающего воздуха, °C	от -52 до +200
- относительная влажность, не более	90
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,0
Масса, кг, не более	1
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик температуры платиновый	Consistec	1 ед.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
¹⁾ – поставляется в одном экземпляре на всю партию		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 2.2 «Порядок монтажа и эксплуатации датчика» руководства по эксплуатации

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Правообладатель

Sensor-Technology Ltda, Бразилия
Адрес: Avenida Doutor Ulysses Guimarães, 3230
Diadema, São Paulo, Brasil - Cep 09990-080
Телефон: +55 11 4070 5922
Факс: +55 11 4071 2791
E-mail: info@sensor-technology.com.br

Изготовитель

Sensor-Technology Ltda, Бразилия
Адрес: Avenida Doutor Ulysses Guimarães, 3230
Diadema, São Paulo, Brasil - Cep 09990-080
Телефон: +55 11 4070 5922
Факс: +55 11 4071 2791
E-mail: info@sensor-technology.com.br

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)

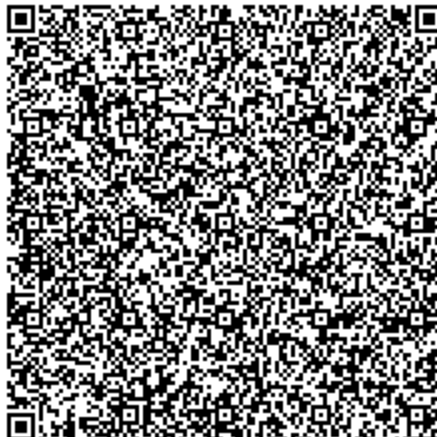
Адрес: 125315, г. Москва, ул. Часовая, д. 9А, помещение 27А

Телефон: +7 (495) 664-23-42

Web-сайт: <http://www.inexcert.ru>

E-mail: info@inexcert.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312302



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86070-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры платиновые РСА

Назначение средства измерений

Датчики температуры платиновые РСА (далее – датчики) предназначены для измерений температуры в пазах обмотки статора электродвигателей, установленных на газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром переработка Благовещенск»

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на зависимости электрического сопротивления материала чувствительного элемента (далее - ЧЭ) от температуры измеряемой среды.

Конструктивно датчики состоят из тонкослойного платинового ЧЭ, нанесенного на диэлектрическую подложку, с выводами для крепления соединительных проводов по 3-х проводной схеме. Монтаж на объекте измерений осуществляется путем закладывания датчиков в специальные пазы обмоток статора электродвигателя.

К данному типу средства измерений относятся датчики температуры платиновые РСА с серийными номерами, представленными в таблице 1

Таблица 1 – Серийные номера, относящиеся к данному типу средства измерений

69031/1	69031/11	69031/21	69031/31	69031/41	69031/51	69031/61	69031/71
69031/2	69031/12	69031/22	69031/32	69031/42	69031/52	69031/62	69031/72
69031/3	69031/13	69031/23	69031/33	69031/43	69031/53	69031/63	69031/73
69031/4	69031/14	69031/24	69031/34	69031/44	69031/54	69031/64	69031/74
69031/5	69031/15	69031/25	69031/35	69031/45	69031/55	69031/65	69031/75
69031/6	69031/16	69031/26	69031/36	69031/46	69031/56	69031/66	69031/76
69031/7	69031/17	69031/27	69031/37	69031/47	69031/57	69031/67	69031/77
69031/8	69031/18	69031/28	69031/38	69031/48	69031/58	69031/68	69031/78
69031/9	69031/19	69031/29	69031/39	69031/49	69031/59	69031/69	69031/79
69031/10	69031/20	69031/30	69031/40	69031/50	69031/60	69031/70	69031/80
							69031/81

Серийные номера датчиков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены на кабель датчиков методом печати.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с Порядком проведения поверки, установленным нормативно-правовыми актами в области обеспечения единства измерений. Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Внешний вид датчиков представлен на рисунке 1.

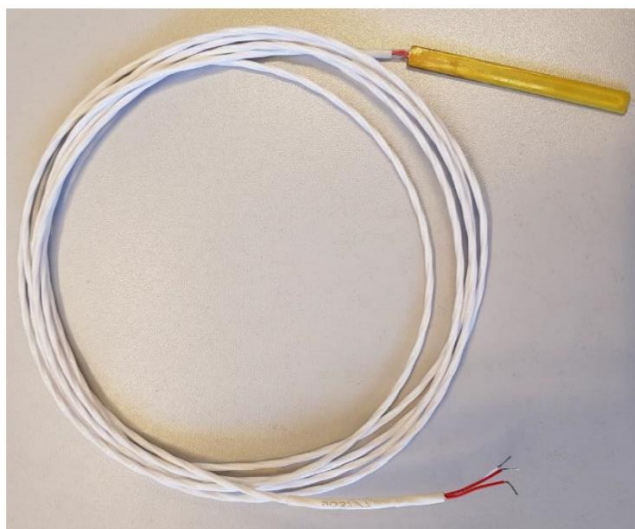


Рисунок 1 – Общий вид датчиков температуры платиновых РСА

Программное обеспечение

Отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -52 до +200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm(0,6+0,01 \cdot t)$
Примечание: t - абсолютное значение измеренной температуры, °C	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Температурный коэффициент α , °C ⁻¹	0,00385
Электрическое сопротивление изоляции (при 100 В) при температуре (25±10) °C и относительной влажности воздуха от 30 до 80 %, МОм, не менее	100
Номинальное значение сопротивления при 0 °C (R_0), Ом:	100
Габаритные размеры монтажной части, мм, не более:	
- толщина	4
- ширина	12
- длина	155
Рабочие условия измерений:	
- температура окружающего воздуха, °C	от -52 до +200
- относительная влажность, не более	90
Масса, кг, не более	1
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик температуры платиновый	РСА	1 ед.
Паспорт	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
¹⁾ – поставляется в одном экземпляре на всю партию		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 1.5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Правообладатель

Фирма «JUMO Regulation», Франция
Адрес: 7, rue des Drapiers-BP 45200, F-57075 METZ Cedex, France
Телефон: +33 3 87 37 53 00
Факс: +33 3 87 37 89 00
E-mail: info.fr@jumo.net

Изготовитель

Фирма «JUMO Regulation», Франция
Адрес: 7, rue des Drapiers-BP 45200, F-57075 METZ Cedex, France
Телефон: +33 3 87 37 53 00
Факс: +33 3 87 37 89 00
E-mail: info.fr@jumo.net

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)

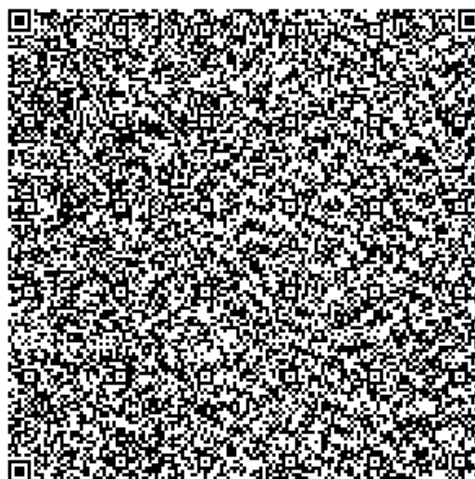
Адрес: 125315, г. Москва, ул. Часовая, д. 9А, помещение 27А

Телефон: +7 (495) 664-23-42

Web-сайт: <http://www.inexcert.ru>

E-mail: info@inexcert.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312302



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86071-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы ультразвуковые DYNARAY

Назначение средства измерений

Дефектоскопы ультразвуковые DYNARAY (далее по тексту - дефектоскопы) предназначены для измерений толщины и/или глубины залегания несплошностей, высоты и протяженности между индикациями несплошностей, расстояния энкодером и отношения амплитуд сигналов, отраженных от несплошностей в сварных соединениях и основном материале оборудования, трубопроводов, деталей и прочих изделий из металлов и сплавов.

Описание средства измерений

Принцип действия дефектоскопов основан на возбуждении ультразвуковых колебаний в материале контролируемого объекта и приеме ультразвуковых колебаний, отраженных от дефектов и границ раздела сред.

Конструктивно дефектоскопы выполнены в виде блока электроники подключаемого к персональному компьютеру через разъем Gigabit Ethernet.

Дефектоскопы состоят из электронного блока и подключаемых к нему пьезоэлектрических преобразователей, энкодера и персонального компьютера. На боковой панели дефектоскопа находятся коммутационные гнезда для подключения преобразователей на фазированной решетке, а также общий разъем входа/выхода, разъем для подключения к сети Gigabit Ethernet и разъем энкодера. Возможно подключение традиционных пьезоэлектрических преобразователей через адаптер LEMO, поставляемый по запросу заказчика.

Дефектоскопы используются совместно с преобразователями производства компании Zetec Inc., а также совместно с преобразователями производства компаний Sonotec, Doppler, ООО ТиВиЭн Технолоджи, ООО «ТЦКД Атомкомплект», ООО «АЛТЕК».

Дефектоскопы имеют информационную табличку, на которой нанесено методом печати наименование средства измерения и его заводской номер (буквенно-числовой).

Фотография общего вида, схема пломбировки от несанкционированного доступа и место нанесения заводского номера дефектоскопов приведены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на дефектоскопы невозможно.

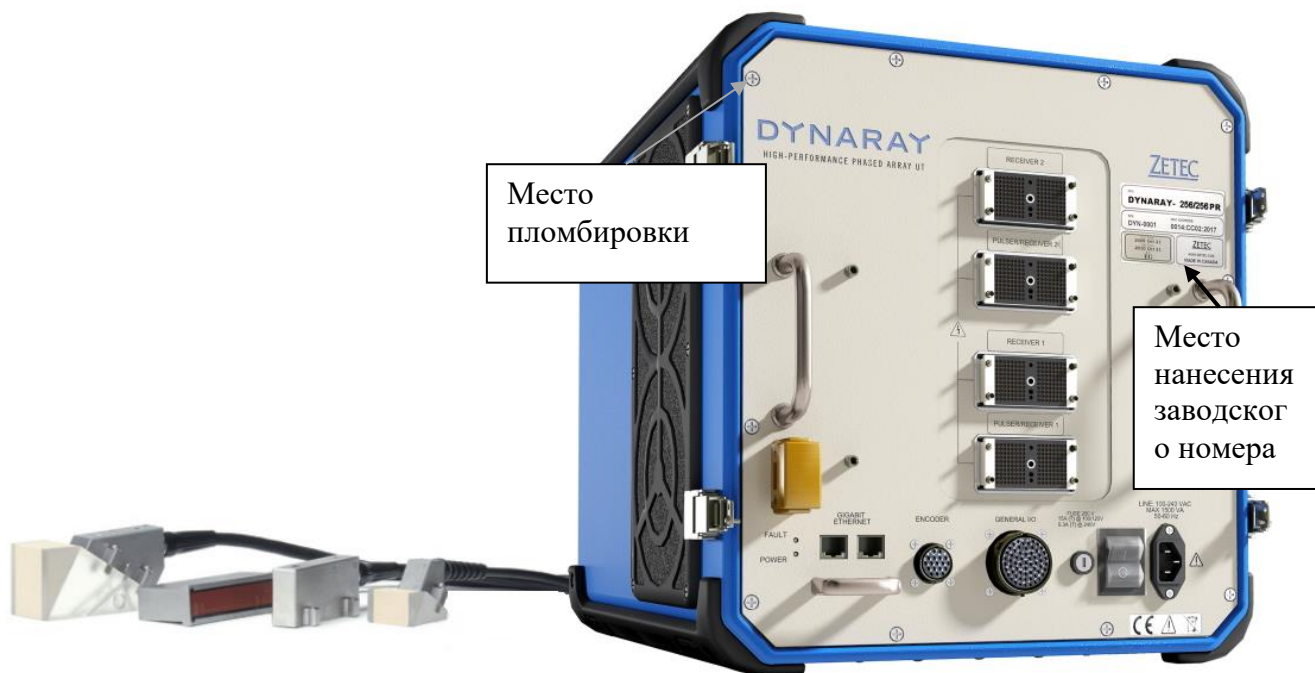


Рисунок 1 – Общий вид, схема пломбировки и обозначение места нанесения заводского номера дефектоскопов ультразвуковых DYNARAY

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО) «UltraVision» выполняет функции управления дефектоскопом, обработки результатов измерений, создания и сохранения файлов с данными контроля, протоколов контроля, файлов настроек, формирование отчетов в реальном времени.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UltraVision
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.10R20
Цифровой идентификатор ПО	-

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений отношения амплитуд сигналов на входе приёмника дефектоскопа, дБ	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отношения амплитуд сигналов на входе приёмника дефектоскопа, дБ	±2
Диапазон измерений толщины и/или глубины залегания несплошностей по стали, мм	от 2 до 500*

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины и/или глубины залегания несплошностей по стали, мм	$\pm(0,3+0,005 \cdot Y)$, где Y – измеренное значение толщины или глубины залегания несплошности, мм
Диапазон измерений высоты между индикациями несплошностей, мм	от 3 до 285
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений высоты между индикациями несплошностей, мм	$\pm(0,5+0,005 \cdot H)$, где H – измеренное значение высоты между искусственными дефекта, мм
Диапазон измерений протяженности между индикациями несплошностей, мм	от 3 до 285
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений протяженности между индикациями несплошностей, мм	$\pm(1,5+0,005 \cdot X)$, где X – измеренное значение протяженности между искусственными дефектами, мм
Диапазон измерений расстояния энкодером, мм	от 4 до 14000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояния энкодером, мм	$\pm(2+0,001 \cdot L)$, где L – измеренное энкодером значение расстояния, мм
* Указан максимальный диапазон, диапазон согласно маркировке подключенного преобразователя (в соответствии с ГОСТ Р 50.05.02-2018, таблица 1, 2 и 3)	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименования характеристик	Значения
Диапазон качания луча преобразователя ФР, °	от 0 до 89
Диапазон установки усиления, дБ	от 0 до 80
Количество каналов: каналов ФР, шт максимальное число активных каналов ФР, шт	до 256 до 64
Диапазон установки скоростей распространения ультразвука в контролируемом материале, м/с	от 2500 до 7000
Питание осуществляется: - от сети переменного тока с напряжением, В; с частотой, Гц;	от 100 до 120 или от 220 до 240 от 50 до 60
Габаритные размеры электронного блока (ширина×высота×глубина), мм, не более	394×366×470
Масса электронного блока, кг, не более	32
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха при температуре +31 °С, %	от 0 до +45 до 80

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дефектоскоп ультразвуковой	DYNARAY	1 шт.
Адаптер Lemo	-	1) ¹⁾
Блок управления двигателем Zetec и/или аналоги	-	2) ²⁾
Ручной/автоматизированный сканер Zetec и/или аналоги	-	2) ²⁾
Классические ПЭП и/или ПЭП ФР	-	от 1 шт. ³⁾
Коммутационный блок	-	4) ⁴⁾
Энкодер	-	от 1 шт. ⁵⁾
USB ключ	-	1 шт.
Переносной кейс	-	1 шт.
Плавкие предохранители	-	4 шт.
Силовой кабель для Северной Америки	-	1 шт.
Силовой кабель для Европы	-	1 шт.
Сетевой кабель	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТЦКД.00.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТЦКД.00.001 ПС	1 экз.
Программное обеспечение UltraVision. Руководство пользователя	ТЦКД.00.001 РП	1 экз.
¹⁾ поставляется по отдельному запросу при необходимости использования классических ПЭП; ²⁾ поставляется по отдельному запросу при необходимости использования автоматизированного ультразвукового контроля с применением механизированного средства перемещения ПЭП; ³⁾ поставляются по отдельному запросу при формировании цели использования дефектоскопа; ⁴⁾ поставляется по отдельному запросу при необходимости согласования дефектоскопа с фазированными решетками сторонних производителей. ⁵⁾ количество и тип определяется по отдельному запросу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Программное обеспечение UltraVision. Руководство пользователя», раздел 11 «Настройка изображений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта №3383 от 30.12.2019 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»

Приказ Росстандарта №2840 от 29.12.2018 «Об утверждении Государственной поверочной схемы 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»

Дефектоскопы ультразвуковые DYNARAY. Стандарт предприятия. ТЦКД.00.001 СП

Правообладатель

Компания «Zetec Inc.», Канада
Адрес: 875 boul. Charest Ouest, Suite 100, Québec, Qc, CANADA G1N 2C9
Телефон: 418-266-3020
Факс: 418-263-3742
Web-сайт: www.zetec.com

Изготовитель

Компания «Zetec Inc.», Канада
Адрес: 875 boul. Charest Ouest, Suite 100, Québec, Qc, CANADA G1N 2C9
Телефон: 418-266-3020
Факс: 418-263-3742
Web-сайт: www.zetec.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

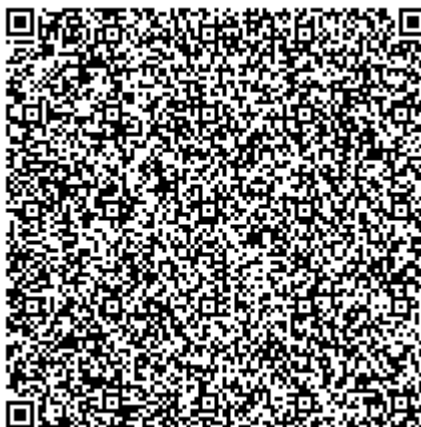
Адрес: 141570, Московская область, город Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7 (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений 30002-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86072-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Косы термометрические ТКц-03

Назначение средства измерений

Косы термометрические ТКц-03 (далее - термокосы) предназначены для измерений температуры грунта в режиме реального времени.

Описание средства измерений

Принцип действия термокос основан на зависимости электрического сопротивления чувствительных элементов электронных цифровых датчиков температуры термокос (далее – датчики температуры) от температуры окружающей среды.

Конструктивно термокосы состоят из кабеля с закрепленными на нем датчиками температуры, помещенными в алюминиевую трубку, и контроллера управления. Датчики температуры состоят из помещенных в единый корпус чувствительного элемента и микроконтроллера, преобразующего сопротивление чувствительного элемента в цифровой код. Цифровой выходной сигнал датчиков температуры преобразуется контроллером управления с дальнейшей передачей по цифровым протоколам во внешние устройства.

Термокосы выпускаются в модификациях, отличающихся количеством датчиков температуры и длиной кабеля.

Структура условного обозначения модификаций термокос:



Заводской номер наносится на маркировочную табличку термокосы любым технологическим способом в виде цифрового кода.

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



Место нанесения
знака утверждения
типа

Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 - Общий вид термокос с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Термокосы имеют метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО), встроенное в контроллер управления.

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

Метрологические характеристики термокос нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные метрологически значимого ПО термокос приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТКц03-1М
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0.6
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С:	
- в поддиапазоне измерений от -3 до +3 °С включ.	±0,1
- в поддиапазонах измерений от -10 до -3 °С не включ. и св. +3 до +10 °С включ.	±0,2
- в поддиапазонах измерений от -25 до -10 °С не включ. и св. +10 до +25 °С включ.	±0,3
- в поддиапазонах измерений от -50 до -25 °С не включ. и св. +25 до +50 °С включ.	±0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	3,3 12 (опционально)
Количество датчиков температуры термокосы, шт.	от 1 до 127
Длина кабеля с датчиками температуры, м, не более	300
Расстояние между датчиками температуры, м	в соответствии с ГОСТ 25358-2020
Габаритные размеры контроллера управления (длина×ширина×высота), мм, не более	150×89×30
Масса контроллера управления и кабеля с датчиками температуры, кг, не более	10
Рабочие условия измерений:	
- температура окружающей среды, °С:	
- для кабеля с датчиками температуры	от -50 до +50
- для контроллера управления	от -50 до +50
- относительная влажность при температуре +40 °С, %, не более	100
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	80000
Средний срок службы, лет	10
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP68

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку термокосы любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Коса термометрическая ТКЦ-03	-	1 шт.
Паспорт	ТКЦ-03.00.00.000ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ТКЦ-03.00.00.000РЭ	1 экз.
Груз утяжеляющий несъемный*	-	* шт.
* Наличие и количество по согласованию с заказчиком.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.6 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации ТКЦ-03.00.00.000РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 25358-2020 «Грунты. Метод полевого определения температуры»

ГОСТ 8.558-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений температуры»

ТУ 26.51.21-008-64477449-2021 «Косы термометрические ТКЦ-03. Технические условия»

Правообладатель

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

Адрес юридического лица: 640003, Курганская область, г. Курган, ул. Коли Мяготина, д. 39, стр. 10

ИНН 4501225901

Изготовители

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

Адрес места осуществления деятельности: 640003, Курганская область, г. Курган, ул. Коли Мяготина, д. 39, стр. 10

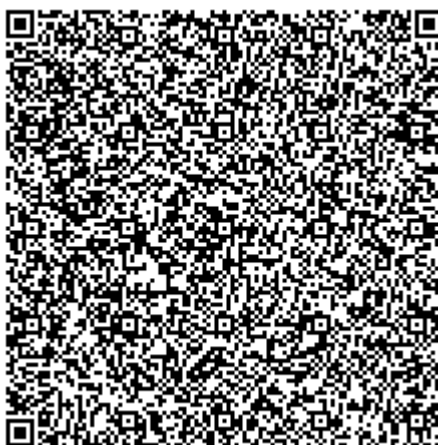
ИНН 4501225901

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 ООО «НИЦ «ЭНЕРГО» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.314019 от 11.04.2022



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86073-22

Лист № 1
Всего листов 30

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «НОВОГОР-Прикамье» г. Пермь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «НОВОГОР-Прикамье» г. Пермь 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) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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 за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

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, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется 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 во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ 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 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «НОВОГОР-Прикамье» г. Пермь.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что 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 ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1.33167
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-0011 6 кВ РНС-3 Гайва, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3, ф. Очистные	ТПЛ-10-М 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
2	ТП-0011 6 кВ РНС-3 Гайва, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6, ф. РНС-1	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
3	ТП-0011 6 кВ РНС-3 Гайва, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 11, ф. РНС-2	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
4	ТП-1667 6 кВ, РУ-0,4 кВ РНС-5 Каляева, 1 СШ 0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
5	ТП-1667 6 кВ, РУ-0,4 кВ РНС-5 Каляева, 2 СШ 0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ТП-0819 10 кВ РНС-4 Камская долина, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
7	ТП-0819 10 кВ РНС-4 Камская долина, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
8	ТП-0819 10 кВ РНС-4 Камская долина, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 17	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
9	РУ-6 кВ РНС-3 Парковый, 1 СШ 6 кВ, яч. 8, ф. КНС-3 ввод-1	ТЛК 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 70324-18	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
10	РУ-6 кВ РНС-3 Парковый, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, ф. КНС-3 ввод-2	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
11	РУ-6 кВ РНС-3 Парковый, 2 СШ 6 кВ, яч. 20, ф. КНС-3 ввод-3	ТПЛ-СЭЩ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 38202-08		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 1 СШ 6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ в сторону ТП-0313(5)	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
13	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 1 СШ 6 кВ, яч. 16, ф. СВЯЗЬ-1	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
14	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 1 СШ 6 кВ, яч. 8, ф. ГНС-5 ввод-1	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
15	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 2 СШ 6 кВ, яч. 9, ф. ГНС-5 ввод-2	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
16	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, ф. СВЯЗЬ-2	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
17	ПС 6 кВ ГНС Правый берег, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛМ-10 ТПЛ-10-М 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
18	ПС 6 кВ ГНС Правый берег, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	РУ-6 кВ ГНС-4 Хмели, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, ф. Насосная-4 вв. 1	ТПЛ-10 ТПЛ 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
20	РУ-6 кВ ГНС-4 Хмели, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, ф. Насосная-4 вв. 2	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
21	ПС 110 кВ Гляденово, РУ-6 кВ ВНС-1, 1 СШ 6 кВ, яч. 2, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная
22	ПС 110 кВ Гляденово, РУ-6 кВ ВНС-1, 1 СШ 6 кВ, яч. 31, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
23	ПС 110 кВ Гляденово, РУ-6 кВ ВНС-1, 2 СШ 6 кВ, яч. 12, ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная
24	ПС 110 кВ Гляденово, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Гляденово- Красава	ТВЭ-35УХЛ2 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная
25	ПС 110 кВ Гляденово, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Гляденово - Аэропорт	ТВЭ-35УХЛ2 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 19813-05	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
26	РУ-6 кВ РНС-2 Мотовилиха, 1 СШ 6 кВ, яч. 13, ввод-6 кВ 1	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
27	РУ-6 кВ РНС-2 Мотовилиха, 2 СШ 6 кВ, яч. 10, ввод-6 кВ 2	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
28	ПС 6 кВ ГНС Правый берег, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 11	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
29	ТП-0011 6 кВ РНС-3 Гайва, ввод 0,4 кВ ТМ-400, КЛ-0,4 кВ в сторону б. Гайва	Т-0,66 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 52667-13	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
30	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 1 СШ 6 кВ, яч. 18, ф. Фуд Трейд-1	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
31	РУ-6 кВ ГНС-5 Вишерская, 2 СШ 6 кВ, яч. 19, ф. Фуд Трейд-2	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.02М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная
32	ПС 110 кВ Гляденово, РУ-6 кВ ВНС-2, 1 СШ 6 кВ, яч. 1.1, КЛ-6 кВ ф. Перспектива	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
33	КНТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ от Т-1, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Заполье	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
34	КНТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ от Т-2, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Заполье	ТОП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
35	БКТП 6 кВ ИП Игонин, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
36	БКТП 6 кВ ИП Игонин, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 52667-13	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
37	ПС 6 кВ Заполье (КТП 6 кВ Колбасный цех), РУ-0,4 кВ от Т-1, ввод 0,4 кВ в сторону ООО Гарант плюс	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
38	ПС 6 кВ Заполье (КТП 6 кВ Колбасный цех), РУ-0,4 кВ от Т-1, ввод 0,4 кВ в сторону ОЗЖ Доброе сердце	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
39	ПС 6 кВ Заполье (КТП 6 кВ Колбасный цех), РУ-0,4 кВ от Т-2, ввод 0,4 кВ в сторону ООО Гарант плюс	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
40	ПС 6 кВ Запожье (КТП 6 кВ Колбасный цех), РУ-0,4 кВ от Т-2, ввод 0,4 кВ в сторону ОЗЖ Доброе сердце	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
41	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 15, ф. 29	ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
42	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 17, ф. 31	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
43	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 21, ф. 35	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
44	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 23, ф. 33	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
45	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 25, ф. 27	ТПОЛ 10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
46	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 27, ф. Подъем-1 ввод 5	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
47	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 8, ф. 32	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
48	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 10, ф. 30	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-03		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
49	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 18, ф. 36	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
50	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 20, ф. 34	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
51	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 22, ф. 28	ТПОЛ 10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
52	ПС 35 кВ Река, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 26, ф. Подъем-1 ввод 4	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
53	ПС 110 кВ Рассохинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 28, ф. Озонирование-1	ТОЛ-10 УТ2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	НОЛ.08-6.УХЛ3 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 9219-83	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
54	ПС 110 кВ Рассохинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 27, ф. Подъем-1 ввод 1	ТОЛ-10 УТ2 ТОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
55	ПС 110 кВ Рассохинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 23, ф. Подъем-1 ввод 3	ТОЛ-10-І 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
56	ПС 110 кВ Рассохинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 20, ф. Подъем-1 ввод 2	ТОЛ-10-І 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	НОЛ.08-6.УХЛ3 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 9219-83	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
57	ПС 110 кВ Рассохинская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 19, ф. Озонирование-2	ТОЛ-10 УТ2 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
58	ТП-608 6 кВ НС 2 подъема БКВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. Землячки	ТПОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
59	ТП-608 6 кВ НС 2 подъема БКВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ ф. БКВ	ТПОЛ 10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛП 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-02	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
60	ТП-608 6 кВ НС 2 подъема БКВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ от ТП-2070 6 кВ	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
61	ТП-830 6 кВ НС Центральная подзона, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ф. Насосная-1	ТПЛМ-10 ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
62	ТП-830 6 кВ НС Центральная подзона, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10, ф. Насосная-2	ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
63	ТП-830 6 кВ НС Центральная подзона, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ Газостанция	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
64	ТП-603 6 кВ НС Южная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ф. Насосная Южная	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
65	ТП-603 6 кВ НС Южная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 22, ф. Городской	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
66	ТП-603 6 кВ НС Южная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 20, ф. Галургия	ТПОЛ 10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
67	ТП-603 6 кВ НС Южная, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 19, ф. ДСА	ТПОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
68	ТП-0896 6 кВ НС Заречная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 10, ф. Насосная-3	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
69	ТП-0896 6 кВ НС Заречная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, ф. Насосная-2	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-03		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
70	ТП-0896 6 кВ НС Заречная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 9, ф. Насосная-1	ТПЛ-10-М ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-07 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
71	ЩУ 0,4 кВ БССС, ввод-0,4 кВ	—	—	Меркурий 230 Кл. т. 1/2 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
72	ТП-116 6 кВ НС 1 подъема БКВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 10, Ввод-1 6 кВ	ТЛК10-5 ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
73	ТП-116 6 кВ НС 1 подъема БКВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3, Ввод-2 6 кВ	ТЛК10-5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
74	ТП-116 6 кВ НС 1 подъема БКВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, Ввод-3 6 кВ	ТЛК10-5 ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01 Рег. № 7069-79		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
75	РП 6 кВ в/з № 1, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ в сторону ТП-75 (КОС), трансформатор-1, ввод-1	ТПОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
76	РП 6 кВ в/з № 1, 2 СШ 6 кВ, яч. 15, КЛ-6 кВ в сторону ТП-75 (КОС), трансформатор-2, ввод-2	ТПОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
77	ТП-4 6 кВ НС 1 подъем п. Н.Ляды, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 3	ТПЛ-10-М 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
78	ТП-4 6 кВ НС 1 подъем п. Н.Ляды, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10-М 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
79	ЩО 0,4 кВ ж/д переезд 1 км, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная
80	ЩУ 0,4 кВ СНТ Железнодорожник, ввод-0,4 кВ	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная
81	ТП-4 6 кВ НС 1 подъем п. Н.Ляды, РУ-0,4 кВ, ШР-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Яхт клуб Вороновка	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная
82	ТП-4 6 кВ НС 1 подъем п. Н.Ляды, РУ-0,4 кВ, щит н/н 0,4 кВ, ВЛ-0,4 кВ в сторону ООО Утес	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная
83	ТП-4 6 кВ НС 1 подъем п. Н.Ляды, РУ-0,4 кВ, ЩСН 0,4 кВ, гр.2, КЛ-0,4 кВ в сторону Жилой дом № 1 ул. Водозабор	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная
84	РЩ 0,4 кВ Котельной, КЛ-0,4 кВ в сторону СТ № 97 Благодать-1	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная
85	ТП-1 6 кВ, щит 0,4 кВ н/н, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону СНТ № 96 Родник-2	ТОП 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
86	ТП-1 6 кВ, щит 0,4 кВ н/н, 1 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ГПК-71 Авангард	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 1/2 Рег. № 51593-12		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
87	ТП-2 6 кВ, щит 0,4 кВ н/н, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону СТ № 91 Росинка	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
88	ТП-0040 6 кВ НС Северная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2, ввод 6 кВ Т-1	ТПЛМ-10 ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2363-68 Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
						активная реактивная
89	ТП-0040 6 кВ НС Северная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 7, ввод 6 кВ Т-2	ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 22192-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
90	КНС-5 «Крохолева», РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 5, Ввод 1	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
91	КНС-5 «Крохолева», РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 11, Ввод 2	ТПОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
92	КНС-5 «Крохолева», РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 12, Ввод 3	ТПОЛ 10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 1261-02		ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12		активная реактивная
93	РУ 0,4 кВ РНС-1 Язовая, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
94	РУ 0,4 кВ РНС-1 Язловая, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
95	РУ 0,4 кВ КНС Садовая, ввод 0,4 кВ № 1	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
96	РУ 0,4 кВ КНС Садовая, ввод 0,4 кВ № 2	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
97	РУ 0,4 кВ КНС Садовая, ввод 0,4 кВ № 3	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
98	РУ 0,4 кВ КНС-6 Ипподром, ввод 0,4 кВ № 1	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
99	РУ 0,4 кВ КНС-6 Ипподром, ввод 0,4 кВ № 2	ТШП 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
100	РУ 0,4 кВ КНС-5 Шпальная, ввод 0,4 кВ № 1	ТОП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
101	РУ 0,4 кВ КНС-5 Шпальная, ввод 0,4 кВ № 2	ТОП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
102	РУ 0,4 кВ КНС-5 Шпальная, ввод 0,4 кВ № 3	ТОП 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
103	РУ 0,4 кВ КНС-5 Шпальная, ввод 0,4 кВ № 4	ТОП 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
104	РУ 0,4 кВ КНС-13 Народновольтская, ввод 0,4 кВ № 1	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
105	РУ 0,4 кВ КНС-13 Народновольтская, ввод 0,4 кВ № 2	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
106	ВРУ 0,4 кВ КНС-4 Январский, ввод 0,4 кВ № 1	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
107	ВРУ 0,4 кВ КНС-4 Январский, ввод 0,4 кВ № 2	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
108	РЩ 0,4 кВ РНС-2 РЖД, ввод 0,4 кВ № 1	ТА 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26101-03	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССБ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
109	РЩ 0,4 кВ РНС-2 РЖД, ввод 0,4 кВ № 2	ТА 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26101-03	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
110	РУ 0,4 кВ КНС Кама, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
111	РУ 0,4 кВ КНС Кама, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
112	РЩ 0,4 кВ КНС Пролетарский, ввод 0,4 кВ № 1	ТТЕ-А 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
113	РЩ 0,4 кВ КНС Пролетарский, ввод 0,4 кВ № 2	ТТЕ-А 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
114	РУ 0,4 кВ КНС Портовая, ввод 0,4 кВ № 1	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
115	РУ 0,4 кВ КНС Портовая, ввод 0,4 кВ № 2	ТШП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
116	РЩ 0,4 кВ КНС МВД, ввод 0,4 кВ № 1	ТТН 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
117	РЩ 0,4 кВ КНС МВД, ввод 0,4 кВ № 2	ТТН 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
118	ТП 10 кВ 00341, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
119	ТП 10 кВ 00341, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
120	РУ 6 кВ НС Западная, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ № 1	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
121	РУ 6 кВ НС Западная, 1 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ № 3	ТОЛ-10-I 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07		ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
122	РУ 6 кВ НС Западная, 2 СШ 6 кВ, ввод 6 кВ № 2	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
123	РУ 0,4 кВ Кислотные дачи, ввод 0,4 кВ № 1	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
124	РУ 0,4 кВ Кислотные дачи, ввод 0,4 кВ № 2	ТТН 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
125	РУ 0,4 кВ ФС Н. Ляды, ввод 0,4 кВ № 1	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная
126	РУ 0,4 кВ ФС Н. Ляды, ввод 0,4 кВ № 2	ТШП 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
127	ВРУ 0,4 кВ ФС Н. Ляды, ввод 0,4 кВ	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5S Per. № 75345-19	—	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Per. № 50460-18	УССВ: УСВ-3 Per. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: Microsoft Hyper-V Virtual Machine	активная реактивная
П р и м е ч а н и я 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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

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	3	4	5	6	7	8
1; 7; 18; 22; 30 - 32; 41; 45; 46; 51; 52; 55; 56; 59; 60; 65 - 69; 75; 76; 89; 92; 120 - 122 (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	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
2; 3; 6; 8 - 17; 19 - 21; 23; 26 - 28; 42 - 44; 47 - 50; 53; 54; 57; 58; 61 - 64; 70; 72 - 74; 77; 78; 88; 90; 91 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
4; 5; 29; 33; 34; 37 - 40; 85; 87; 93 - 105; 108; 109; 114; 115; 125; 126 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
24; 25 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
35; 36 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	1,0	1,7	2,8	1,7	2,5	3,3
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
71 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,9	3,5	3,5
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
79 - 84; 86 (Счетчик 1)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,0	1,0	2,9	3,3	3,3
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,4	3,5	3,5
106; 107; 110 - 113; 116 - 119; 123; 124; 127 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	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 $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1; 7; 18; 22; 30 - 32; 41; 45; 46; 51; 52; 55; 56; 59; 60; 65 - 69; 75; 76; 89; 92; 120 - 122 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
2; 3; 6; 8 - 17; 19 - 21; 23; 26 - 28; 42 - 44; 47 - 50; 53; 54; 57; 58; 61 - 64; 70; 72 - 74; 77; 78; 88; 90; 91 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,6	4,4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
4; 5; 29; 33; 34; 37 - 40; 85; 87; 93 - 105; 108; 109; 114; 115; 125; 126 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,5	4,3
24; 25 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	2,7	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	3,2	2,5
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,5	2,8	5,0	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,7	2,9	5,5	3,8
35; 36 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,7	2,0	4,4	4,0
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
71 (Счетчик 2)	$0,2I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0,1I_{\text{б}} \leq I < 0,2I_{\text{б}}$	2,5	2,5	6,6	6,6
	$0,05I_{\text{б}} \leq I < 0,1I_{\text{б}}$	2,5	2,5	6,6	6,6
79 - 84; 86 (Счетчик 2)	$0,2I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0,1I_{\text{б}} \leq I < 0,2I_{\text{б}}$	2,0	2,0	6,4	6,4
	$0,05I_{\text{б}} \leq I < 0,1I_{\text{б}}$	2,5	2,5	6,6	6,6
106; 107; 110 - 113; 116 - 119; 123; 124; 127 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
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 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °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	127
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ 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 (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - 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	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_6$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -5 до +40 от 0 до +40 0,5
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	120000 3 70000 1 45000 2
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	56 10 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 и тока;
 - 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергопрогноз» по объектам ООО «НОВОГОР-Прикамье» г. Пермь типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	26
Трансформатор тока	ТПЛ-10	28
Трансформатор тока	ТШП	51
Трансформатор тока	ТЛК	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10	7
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	22
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	26
Трансформатор тока	ТПЛ	3
Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	6
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	8
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	12
Трансформатор тока	ТОП	30

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	5
Трансформатор тока	ТЛК10-5	6
Трансформатор тока	ТТН	33
Трансформатор тока	ТА	6
Трансформатор тока	ТТЕ-А	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	90
Трансформатор напряжения	НАМИТ	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-6.УХЛ3	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД	78
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Меркурий 234	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Меркурий 230	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	38
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Microsoft Hyper-V Virtual Machine	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Формуляр	АСВЭ 116-2022.00.000 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 «Энергопрогноз» по объектам ООО «НОВОГОР-Прикамье» г. Пермь», 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

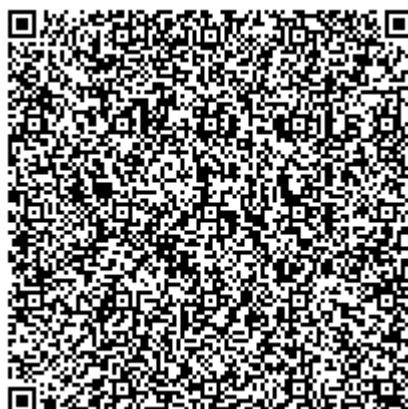
Общество с ограниченной ответственностью «Энергопрогноз» (ООО «Энергопрогноз»)
ИНН 3328454924
Адрес: 600017, Владимирская область, г. Владимир, ул. Батурина, д. 30, офис 404, 405

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес: 600026, Владимирская область, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15
Адрес: 600026, Владимирская область, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86074-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Станции автоматические дорожные метеорологические Вуокса

Назначение средства измерений

Станции автоматические дорожные метеорологические Вуокса (далее – станции Вуокса) предназначены для автоматических измерений метеорологических параметров: температуры воздуха, температуры дорожного полотна и взлетно-посадочных полос (далее – ВПП), температуры грунта, относительной влажности воздуха, скорости и направления воздушного потока, атмосферного давления, толщины слоя воды, снега, льда на поверхности дорожного полотна и ВПП, метеорологической оптической дальности.

Описание средства измерений

Принцип действия станций Вуокса основан на измерении первичными измерительными преобразователями метеорологических параметров. Метеорологические параметры преобразуются в цифровой код преобразователями измерительными (контроллерами) и поступают в центральное устройство для обработки, отображения на дисплее станции (опционально), передачи, регистрации и архивации.

Принцип действия первичных измерительных преобразователей:

- при измерении относительной влажности воздуха основан на изменении емкости полимерного конденсатора в зависимости от относительной влажности воздуха;
- при измерении температуры воздуха и температуры грунта основан на зависимости электрического сопротивления платины от температуры окружающей среды;
- при измерении температуры дорожного полотна дистанционным измерителем DST111 основан на измерении интенсивности потока инфракрасного излучения, который поступает от поверхности дорожного полотна;
- при измерении атмосферного давления основан на изменении емкости конденсатора (емкостной преобразователь) в зависимости от изменения атмосферного давления;
- при измерении скорости воздушного потока механическим преобразователем основан на преобразовании скорости воздушного потока во вращательное движение вала и измерении параметров его вращения;
- при измерении направления воздушного потока механическим преобразователем основан на преобразовании угла поворота флюгарки в электрический сигнал с помощью оптического регистратора угла поворота;
- при измерении скорости и направления потока ультразвуковым преобразователем основан на измерении времени прохождения ультразвукового сигнала между чувствительными элементами ультразвукового преобразователя;
- при измерении толщины слоя воды, снега, льда дистанционным преобразователем DSC111/211 основан на зависимости интенсивности отраженного инфракрасного излучения от толщины слоя вещества (воды, снега, льда) на поверхности дорожного полотна;

- при измерении метеорологической оптической дальности (далее – МОД) основан на измерении интенсивности рассеянного в атмосфере излучения, обратно пропорциональной МОД.

- при измерении толщины слоя воды, снега, льда преобразователем DRS511 основан на зависимости интенсивности отраженного инфракрасного света от датчика на верхнюю сторону пленки поверхности дорожного полотна от толщины слоя воды, снега и льда, находящимся над преобразователем.

Конструктивно станции Вуокса построены по модульному принципу.

Станции Вуокса состоят из модуля измерительного, центрального устройства, модуля электропитания, модуля преобразователей, модуля передачи данных и вспомогательного оборудования.

Модуль измерительный состоит из первичных измерительных преобразователей метеорологических параметров. Первичные измерительные преобразователи размещены на траверсах, которые крепятся на метеорологической мачте, а также вмонтированы в дорожное полотно или ВПП.

Центральное устройство состоит из модуля преобразователей, который состоит из преобразователей измерительных (контроллеров) со встроенным микропроцессором, модуля передачи данных, линий связи, цифрового барометра и размещаются в специальном боксе, обеспечивающем защиту от неблагоприятных условий внешней среды. Бокс крепится на метеорологической мачте.

Станции Вуокса со встроенным программным обеспечением (ПО RWS), исходя из измеренных значений, производят расчеты дополнительных параметров, таких как коэффициент сцепления, концентрация противогололедного реагента, температура замерзания поверхности дорожного полотна и ВПП.

Станции Вуокса выпускаются с различным количеством измерительных каналов. Количество и состав измерительных каналов конкретной станции Вуокса указывается в ее формуляре. Максимально возможное количество измерительных каналов составляет 30 шт.

Станции Вуокса работают непрерывно (круглосуточно), сообщения о проведенных измерениях передаются через определенные временные интервалы или по запросу. Для обмена информацией станции Вуокса имеют последовательные интерфейсы RS-232, RS-485, Ethernet, радиомодем стандарта GSM. Станции Вуокса при использовании модемов могут быть удалены от обслуживающего терминала или ПК на расстояние до 10 км.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в формуляр. Заводской номер наносится на корпус станции Вуокса в виде этикетки.

Общая схема станции Вуокса представлена на рисунке 1.

Пломбировка не предусмотрена, для защиты станций Вуокса от несанкционированного доступа применяются замки. Схема расположения замков представлена на рисунке 2.

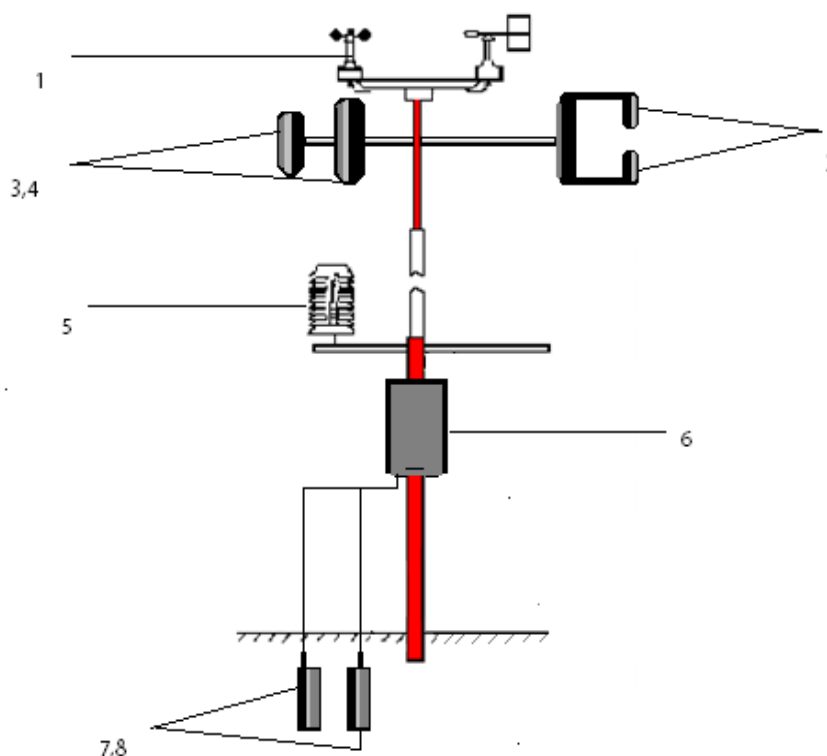


Рисунок 1 – Общая схема станции Вуокса

1 – преобразователь скорости и направления воздушного потока, 2 – нефелометр, 3 – измеритель температуры дорожного покрытия дистанционный, 4 – преобразователь параметров дорожного покрытия дистанционный, 5 – измеритель влажности и температуры воздуха, 6 – центральное устройство, 7, 8 – измерители параметров дорожного покрытия.

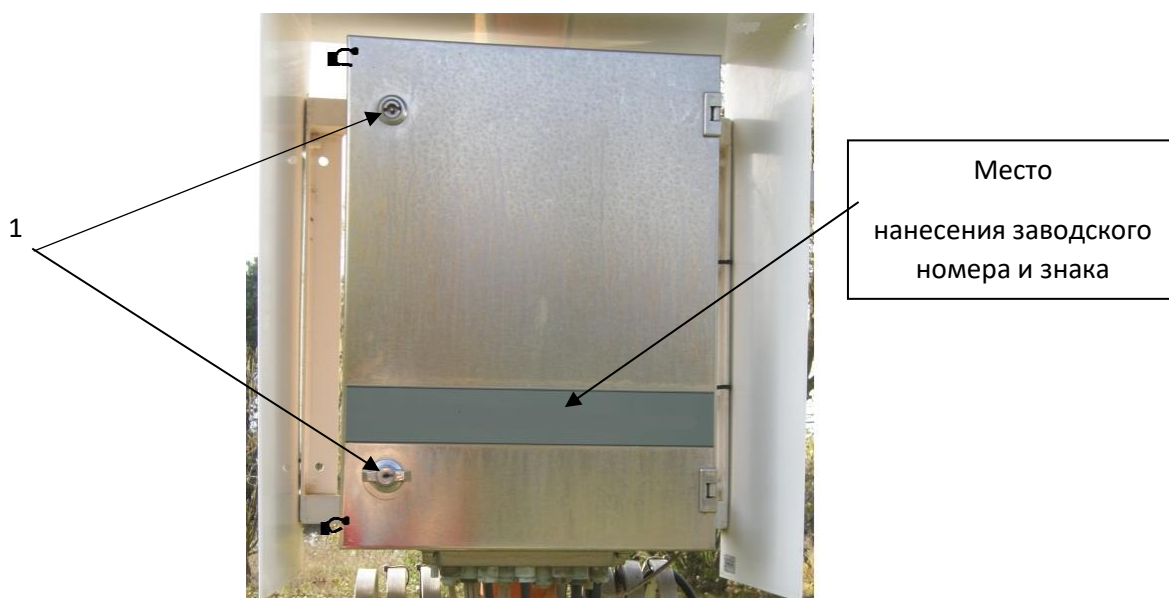


Рисунок 2 – Схема расположения замков на станции Вуокса
1 – замки на корпусе

Измерительные каналы станции Вуокса комплектуются первичными измерительными преобразователями из таблицы 1.

Таблица 1 – Перечень первичных измерительных преобразователей (далее – измерительные преобразователи) метеорологических параметров станции Вуокса

Наименование канала измерений	Измерительные преобразователи
Канал измерений температуры воздуха	Измеритель влажности и температуры HMP155 Метеостанции автоматические WXT530
Канал измерений относительной влажности воздуха	Измеритель влажности и температуры HMP155 Метеостанции автоматические WXT530
Канал измерений атмосферного давления	Барометр РТВ110 Метеостанции автоматические WXT530
Канал измерений температуры дорожного полотна и ВПП	Измеритель температуры дорожного покрытия дистанционный DST111 Датчик состояния поверхности дорожного полотна DRS511
Канал измерений скорости воздушного потока	Преобразователь скорости воздушного потока WAA151 Преобразователь скорости и направления воздушного потока ультразвуковые WMT700 Метеостанции автоматические WXT530
Канал измерений направления воздушного потока	Преобразователь направления воздушного потока WAV151 Преобразователь скорости и направления воздушного потока ультразвуковые WMT700 Метеостанции автоматические WXT530
Канал измерений толщины слоя воды, снега, льда	Преобразователь параметров дорожного покрытия дистанционные DSC111/211 Датчик состояния поверхности дорожного полотна DRS511
Канал измерений температуры грунта	Термопреобразователь сопротивления DTS12G
Канал измерений метеорологической оптической дальности	Нефелометр PWD12/22

Программное обеспечение

Станции Вуокса имеют программное обеспечение состоящие из встроенного ПО «RWS» и автономного ПО «МетеоТрасса» (или ПК (Программный Комплекс) АИИС «МетеоТрасса»).

Встроенное ПО «RWS» установлено в центральном устройстве и обеспечивает прием, обработку, анализ, архивирование и передачу результатов измерений, создание метеорологических сообщений, проверку состояния станций.

Автономное ПО «МетеоТрасса» обеспечивает сбор, обработку, анализ, отображение, архивирование результатов измерений, расчеты дополнительных параметров таких как боковая скорость ветра, тенденции метеорологических параметров и др., создание и передачу метеорологических сообщений, самодиагностику станций.

Влияние ПО учтено при нормировании метеорологических характеристик.

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

Наименование и версия программного обеспечения представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Meteotrassa.exe («МетеоТрасса»)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Идентификационное наименование ПО	«rws.hex» («Вуокса»)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование измерительного канала	Наименование применяемого компонента	Наименование характеристики	Значение
ИК атмосферного давления	РТВ110	Диапазон измерений, гПа	от 500 до 1100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, гПа:	
		- при температуре св. +15 °С до +25 °С включ.;	±0,3
		- при температуре св. 0 °С до 15 °С включ. и св. 25 °С до 40 °С включ.;	±0,6
		- при температуре св. -20 °С до 0 °С включ. и св. 40 °С до 45 °С включ.;	±1,0
		- при температуре от -40 °С до 20 °С включ. и св. 45 °С до 60 °С	±1,5
	WXT530	Диапазон измерений, гПа	от 600 до 1100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, гПа:	
		- при температуре св. 0 °С до 30 °С включ.;	±0,5
ИК температуры воздуха	HMP155	- при температуре от -52 °С до 0 °С включ. и св. 30 °С до 60 °С;	±1,0
		Диапазон измерений, °С	от -50 до +60
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °С:	
		- в диапазоне св. -30 °С до +50 °С включ.;	±0,2
		- в диапазоне от -50 °С до -30 °С включ. и в диапазоне св. +50 °С до +60 °С	±0,4
	WXT530	Диапазон измерений, °С	от -52 до +60
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °С:	
		- в диапазоне св. -52 °С до +20 °С включ.;	±0,5
		- в диапазоне от +20 °С до +40 °С включ.;	±0,3
		- в диапазоне св. +40 °С до +60 °С	±0,4

Продолжение таблицы 3

ИК относительной влажности воздуха	HMP155	Диапазон измерений, %	от 1 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, %: - в диапазоне от 1 до 90 % включ.; - в диапазоне св. 90 до 100 %	± 3 ± 4
	WXT530	Диапазон измерений, %	от 1 до 100
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, %: - в диапазоне от 1 до 90 % включ.; - в диапазоне св. 90 до 100 %	± 3 ± 5
ИК скорости воздушного потока	WAA151	Диапазон измерений, м/с	от 0,5 до 60
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, м/с: - в диапазоне от 0,5 до 5 м/с включ.; - в диапазоне св. 5 до 60 м/с	$\pm 0,5$ $\pm(0,3+0,04 \cdot V)^*$
	WMT700	Диапазон измерений, м/с	от 0,1 до 65
		Пределы допускаемой погрешности измерений: - абсолютной в диапазоне от 0,1 до 7 м/с включ., м/с - относительной в диапазоне св. 7 до 65 м/с, %	$\pm 0,2$ ± 3
	WXT530	Диапазон измерений, м/с	от 0,2 до 60
		Пределы допускаемой погрешности измерений: - абсолютной в диапазоне от 0,2 до 10 м/с включ., м/с - относительной в диапазоне св. 10 до 60 м/с, %	$\pm 0,5$ ± 5
ИК направления воздушного потока	WAV151, WMT700, WXT530	Диапазон измерений	от 0° до 360°
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений	$\pm 3^\circ$
ИК метеорологической оптической дальности	PWD12	Диапазон измерений, м	от 10 до 2000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	± 10
	PWD22	Диапазон измерений, м	от 10 до 20000
		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %: - в диапазоне от 10 до 10000 м включ.; - в диапазоне св. 10000 до 20000 м	± 10 ± 20
ИК температуры дорожного полотна и ВПП	DST111	Диапазон измерений, °C	от -40 до +60
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °C	$\pm 0,9$
	DRS511	Диапазон измерений, °C	от -40 до +60
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °C	$\pm 0,5$

Продолжение таблицы 3

ИК толщины слоя воды, снега, льда	DSC111/211, DRS511	Диапазон измерений, мм -воды; -снега; -льда	от 1 до 10 от 1 до 20 от 1 до 10
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины слоя воды, снега, льда, мм:	±0,5
ИК температуры грунта	DTS 12G	Диапазон измерений, °С	от -60 до +60
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений, °С	$\pm(0,08 + 0,005 \cdot t)^{**}$
Индикатор температуры замерзания	ARS31/ARS31 Pro-UMB	Диапазон показаний температуры замерзания, °С	от -30 до +10
*V-измеренное значение скорости воздушного потока, м/с ** t – измеренное значение температуры, °С			

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Электрическое питание от сети переменного тока: -напряжение, В - частота, Гц	от 90 до 264 от 45 до 65				
Параметры встроенного аккумулятора: -напряжение, В -емкость, Ач	12 26				
Максимальная потребляемая мощность, Вт	250				
Средняя наработка до отказа, не менее, ч	10000				
Срок службы, лет	10				
Габаритные размеры, масса	длина, мм	ширина мм	высота, мм	диаметр, мм	масса, кг
Центральное устройство	270	581	787	—	16,5
Условия эксплуатации: -температура воздуха, °С - температура воздуха для DSC111/211, DRS511 и DST111 °С -относительная влажность воздуха, % -атмосферное давление, гПа	от -50 до +60 от -40 до +60 от 0 до 100 от 600 до 1100				

Знак утверждения типа наносится

фотохимическим способом, тиснением или другими способами нанесения маркировки на корпус центрального устройства, а также типографским способом на титульный лист Руководства по эксплуатации. Место нанесения знака утверждения типа СИ приведено на рисунке 2.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность станции Вуокса

Наименование	Обозначение	Количество
Станция автоматическая дорожная метеорологическая	Вуокса	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИТАВ.416311.039РЭ	1экз.
Формуляр	ИТАВ.416311.039ФО	1 шт.
*Количество и состав измерительных каналов конкретной станции Вуокса указывается в ее формуляре.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, раздел 2.5 «Использование системы»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры

Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов, утвержденная приказом Росстандарта № 2885 от 15.12.2021 г.

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Росстандарта № 2900 от 06.12.2019 г.

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная приказом Росстандарта № 2815 от 25.11.2019 г.

Постановление № 1847 от 16.11.2020 Правительства Российской Федерации «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Технические условия ИТАВ.416311.039ТУ «Станции автоматические дорожные метеорологические Вуокса. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Институт радарной метеорологии»
(ООО «ИРАМ»)

ИНН 4703149837

Адрес: 188685, Ленинградская область, Всеволожский район, поселок Воейково, дом 15

Телефон (факс): 8(81370) 75-171

Web-сайт: www.iram.ru

E-mail: iram@iram.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Институт радарной метеорологии»
(ООО «ИРАМ»)

ИНН 4703149837

Адрес: 188685, Ленинградская область, Всеволожский район, поселок Воейково, дом 15

Телефон (факс): 8(81370) 75-171

Web-сайт: www.iram.ru

E-mail: iram@iram.ru

Испытательный центр

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

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

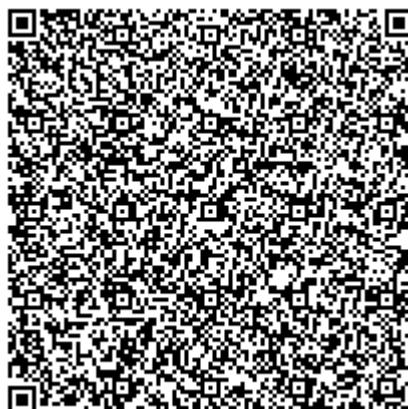
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (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 «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86075-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «СТЭ» (Сочитеплоэнерго)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную 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), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

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.

От сервера информация передается на АРМ по каналу связи Ethernet.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется непрерывно. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не чаще 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний с часами сервера более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков 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 средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «СТЭ» (Сочитеплоэнерго).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %	
1	РП-53 10 кВ, 1 Сек 10 кВ, КВЛ-10 кВ А208	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE ProLiant DL20 Gen9	Актив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тивная	2,5	5,6	
2	РП-53 10 кВ, 2 Сек 10 кВ, КЛ- 10 кВ в сторону ТП-А245 10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3	
					Реак- тивная	2,5	5,6			
3	РП-53 10 кВ, 2 Сек 10 кВ, КЛ- 10 кВ в сторону ТП-А405 10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тивная	2,5	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с	

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и ТН, 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения 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 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: 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.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HPE ProLiant DL20 Gen9	1
Формуляр	ЭНПР.411711.157.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ МУП «СТЭ» (Сочитеплоэнерго)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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

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 «Южная энергосбытовая компания» (ООО «ЮЭСК»)

ИНН 2334024237

Адрес: 353730, Краснодарский край, ст. Каневская, Ростовская ул., д. 22

Телефон: (86164) 4-55-33

Факс: (861) 231-08-94

Web-сайт: kubanusk.ru

E-mail: usksbyt@mail.ru

Изготовитель

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

ИНН 5024145974

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Испытательный центр

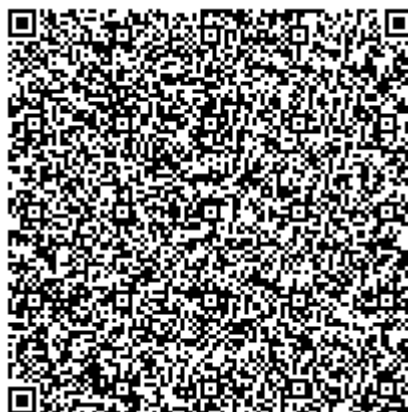
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86076-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области (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.

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя 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 регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) основного типа ЭКОМ-3000 и резервного типа RTU327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя основной и резервный серверы, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер функционирует на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер функционирует на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы основных и резервных УСПД. С основных УСПД данные передаются по основному каналу связи в основной сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и оформление отчетных документов. В резервных УСПД производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и далее по основному каналу связи данные передаются в резервный сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Допускается передача данных с резервных УСПД с обработкой измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) в основной сервер ИВК. При этом обработка измерительной информации в основном сервере ИВК не производится.

Основной и резервный серверы функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы одного из серверов (основного или резервного) из ИК не влияет на функционирование находящегося в работе сервера и АИИС КУЭ в целом.

Основные и резервные УСПД функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы основного или резервного УСПД из ИК не влияет на функционирование находящихся в работе УСПД и АИИС КУЭ в целом.

Дальнейшая передача информации от ИВК третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ИВК 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 системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ИВК, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3.

Основной сервер ИВК оснащен основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г и резервным устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов между основным сервером ИВК и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ИВК и сервером синхронизации времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). В случае отсутствия связи с основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г, синхронизация NTP-сервера осуществляется от резервного устройства синхронизации времени УСВ-3 не реже 1 раза в сутки.

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов осуществляется с периодичностью не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные и резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ИВК, в том числе посредством ntp-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД (основных и резервных) происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 2202. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В основном сервере используется ПО «ГОРИЗОНТ»

ПО «ГОРИЗОНТ» используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО «ГОРИЗОНТ» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО «ГОРИЗОНТ» является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll.

Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ» указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «ГОРИЗОНТ» «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В резервном сервере используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (файл enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №	УСПД основной (тип, рег. №) УСПД резервный (тип, рег. №)	УССВ основной (тип, рег. №) УССВ резервный (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП Ядрин									
1	ТП Ядрин Т1-220 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
2	ТП Ядрин Т2-220 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ТП Ядрин Рабочая перемычка 220 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,5S	600/1	52619-13	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,5S	600/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,5S	600/1	52619-13		
		ТН1	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН1	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН1	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН2	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН2	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН2	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
4	ТП Ядрин Ремонтная перемычка 220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	600/1	60541-15	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	600/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	600/1	60541-15		
		ТН1	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН1	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН1	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН2	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН2	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН2	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП Тарманчукан									
5	ТП Тарманчукан Т1-220 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02РАLХ-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
6	ТП Тарманчукан Т2-220 кВ	ТТ	А	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТТ	С	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	0,2S	200/1	52619-13		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02РАLХ-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 3, – активная, реактивная.									

Таблица 4 - Метрологические характеристики

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

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 4 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,9	1,8	1,2	1,2
	0,5	2,2	1,4	1,1	1,0
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,5	2,6	1,8	1,8
	0,5	2,9	1,8	1,3	1,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +25 от +18 до +24

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч устройство синхронизации времени УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	50000 72 75000 35000 22000 2 45000 2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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 счетчиках и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;

- УСПД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- счетчиков электрической энергии;
- УСПД.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-220 УХЛ2	15 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-220 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EA02RALX-P3B-4	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU327	1 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	71319484.411711.001.33.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области

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

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2

Телефон: +7 (499) 262-99-01

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

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, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86077-22

Лист № 1
Всего листов 33

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Еврейской автономной области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Еврейской автономной области (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.

Измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя 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 регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) основного типа ЭКОМ-3000 и резервного типа RTU-327, выполняющих функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя основной и резервный серверы, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Основной сервер функционирует на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ». Резервный сервер функционирует на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы основных и резервных УСПД. С основных УСПД данные передаются по основному каналу связи в основной сервер ИВК, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и оформление отчетных документов. В резервных УСПД производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и далее по основному каналу связи данные передаются в резервный сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Допускается передача данных с резервных УСПД с обработкой измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) в основной сервер ИВК. При этом обработка измерительной информации в основном сервере ИВК не производится.

Основной и резервный серверы функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы одного из серверов (основного или резервного) из ИК не влияет на функционирование находящегося в работе сервера и АИИС КУЭ в целом.

Основные и резервные УСПД функционируют независимо друг от друга. Исключение из работы основного или резервного УСПД из ИК не влияет на функционирование находящихся в работе УСПД и АИИС КУЭ в целом.

Дальнейшая передача информации от ИВК третьим лицам осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии (ОРЭМ).

ИВК 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 системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, ИВК, сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3.

Основной сервер ИВК оснащен основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г и резервным устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов между основным сервером ИВК и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ИВК и сервером синхронизации времени осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый). В случае отсутствия связи с основным сервером синхронизации времени ССВ-1Г, синхронизация NTP-сервера осуществляется от резервного устройства синхронизации времени УСВ-3 не реже 1 раза в сутки.

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Сравнение показаний часов осуществляется с периодичностью не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные и резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ИВК, в том числе посредством ntp-сервера.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД (основных и резервных) происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 2201. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В основном сервере используется ПО «ГОРИЗОНТ»

ПО «ГОРИЗОНТ» используется при учете электрической энергии и обеспечивает сбор, обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО «ГОРИЗОНТ» имеет русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. ПО «ГОРИЗОНТ» обеспечивает работу по защищенным протоколам передачи данных.

Метрологически значимой частью ПО «ГОРИЗОНТ» является библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll.

Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ» указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО (библиотека Eac.MetrologicallySignificantComponents.dll)	54b0a65fcdd6b713b20fff43655da81b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «ГОРИЗОНТ» «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В резервном сервере используется ПО «Энергия Альфа 2».

ПО «Энергия Альфа 2» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом ОРЭМ.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энергия Альфа 2».

Метрологически значимой частью ПО «Энергия Альфа 2» является файл enalpha.exe.

Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2» указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.3.3
Цифровой идентификатор ПО (файл enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD 5

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Уровень ИИК						Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
		Вид СИ	Тип, модификация СИ		Класс точности	Коэффициент трансформации	Рег. №	УСПД основной (тип, рег. №) УСПД резервный (тип, рег. №)	УССВ основной (тип, рег. №) УССВ резервный (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП Бира									
1	Т1-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15	ЭКМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-P3B-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
2	Т2-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	А1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Т1-27,5 кВ	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU-327 рег. № 41907-09	ССВ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05РАL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97		
4	Т2-27,5 кВ	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05РАL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97		
5	ДПР Запад	ТТ	А	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05RL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97		
6	ДПР Восток	ТТ	А	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05RL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Т1-10 кВ	ТТ	А	ТЛМ-10	0,5	800/5	2473-69	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 <	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Ф 10 кВ №4	ТТ	А	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	50/5	15128-01	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 УСВ-3 пер. № 51644-12	ССБ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	50/5	15128-01		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
12	Ф 10 кВ №5	ТТ	А	ТПЛ-10	0,5	150/5	1276-59		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10	0,5	150/5	1276-59		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
13	ТСН-1	ТТ	А	Т-0,66 М У3	0,5	1000/5	36382-07		
		ТТ	В	Т-0,66 М У3	0,5	1000/5	36382-07		
		ТТ	С	Т-0,66 М У3	0,5	1000/5	36382-07		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		
14	ТСН-2	ТТ	А	Т-0,66 М У3	0,5	1000/5	36382-07		
		ТТ	В	Т-0,66 М У3	0,5	1000/5	36382-07		
		ТТ	С	Т-0,66 М У3	0,5	1000/5	36382-07		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП Лондоко									
15	Т1-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14	ССВ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
16	Т2-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	100/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-РЗВ-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
17	Т1-27,5 кВ	ТТ	А	ТФЗМ-35Б-1У1	0,5	1000/5	3689-73	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФЗМ-35Б-1У1	0,5	1000/5	3689-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05RAL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97		
18	Т2-27,5 кВ	ТТ	А	ТОЛ-35-III УХЛ1	0,5S	1000/5	47959-11		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ-35-III УХЛ1	0,2S	1000/5	47959-11		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	-	-	-	-		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05RAL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
19	ДПР Запад	ТТ	А	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14	ССВ-1Г пер. № 58301-14		
		ТТ	В	-	-	-	-				
		ТТ	С	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73				
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		ТН	В	-	-	-	-				
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1			16666-97	
20	ДПР Восток	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	300/5	3689-73			RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	-	-	-	-				
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	300/5	3689-73				
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		ТН	В	-	-	-	-				
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1				
21	Т1-10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10	0,2S	100/5	25433-03	RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12		
		ТТ	В	-	-	-	-				
		ТТ	С	ТЛО-10	0,2S	100/5	25433-03				
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05				
		ТН	В								
		ТН	С								
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1				
22	Т2-10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10	0,2S	100/5	25433-03			RTU-327 пер. № 41907-09	УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	-	-	-	-				
		ТТ	С	ТЛО-10	0,2S	100/5	25433-03				
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05				
		ТН	В								
		ТН	С								
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1				

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	Ф 10 кВ №1	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	0,2S	150/5	32139-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССБ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ-СЭЩ-10	0,2S	150/5	32139-11		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	А1805RL-P4GB-DW-3			0,5S/1,0	1		
24	Ф 10 кВ №3	ТТ	А	ТЛО-10	0,2S	50/5	25433-11	RTU-327 рег. № 41907-09	УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ-10-1 У2	0,5	50/5	15128-96		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
ТП Кимкан									
25	Т1-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССБ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-P3B-4			0,2S/0,5	1		
26	Т2-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15	RTU-327 рег. № 41907-09	УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	60353-15		
		Счетчик	ЕА02RALX-P3B-4			0,2S/0,5	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	РПТ1-35 кВ	ТТ	А	ТФН-35М	0,5	30/5	3690-73	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФН-35М	0,5	30/5	3690-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
28	ФТ142-35 кВ	ТТ	А	ТФ3М-35Б-1У1	0,5	150/5	3689-73		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФ3М-35Б-1У1	0,5	150/5	3689-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		Счетчик	А1805RL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
29	Т1-27,5 кВ	ТТ	А	ТФ3М-35Б-1У1	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	В	ТФ3М-35Б-1У1	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-07		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-07		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RAL-B-3		0,5S/1,0	1	16666-97		
30	Т2-27,5 кВ	ТТ	А	ТФ3М-35Б-1У1	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	В	ТФ3М-35Б-1У1	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RAL-B-3		0,5S/1,0	1	16666-97		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	ДПР Запад	ТТ	А	GIF 40,5	0,5	150/5	30368-10	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 УСВ-3 пер. № 51644-12	ССВ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	GIF 40,5	0,5	150/5	30368-10		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-07		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-07		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
32	ДПР Восток	ТТ	А	ТОЛ 35 II УХЛ1	0,2S	150/5	21256-03		
		ТТ	В	ТОЛ 35 II УХЛ1	0,2S	150/5	21256-03		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
33	Т2-10 кВ (РПТ2)	ТТ	А	ТПЛ-10-М	0,5	100/5	22192-01		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10-М	0,5	100/5	22192-01		
		ТН	А	НАМИ-10 У2	0,2	10000/100	11094-87		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
34	Ф 10 кВ №3	ТТ	А	ТПЛ-10	0,5	100/5	1276-59		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10	0,5	100/5	1276-59		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
35	Ф 10 кВ №4	ТТ	А	ТВЛМ-10	0,5	150/5	1856-63	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 УСВ-3 пер. № 51644-12	ССБ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТВЛМ-10	0,5	150/5	1856-63		
		ТН	А	НАМИ-10 У2	0,2	10000/100	11094-87		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
36	Ф 10 кВ №5	ТТ	А	ТПЛ-10	0,5	100/5	1276-59		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10	0,5	100/5	1276-59		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
37	ТСН-1	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5S	1000/5	19956-02		
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5S	1000/5	19956-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5S	1000/5	19956-02		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		
38	ТСН-2	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5S	1000/5	19956-02		
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5S	1000/5	19956-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5S	1000/5	19956-02		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	СЦБ	ТТ	А	Т-0,66 УЗ	0,5S	150/5	17551-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	CCB-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	Т-0,66 УЗ	0,5S	150/5	17551-06		
		ТТ	С	Т-0,66 УЗ	0,5S	150/5	17551-06		
		ТН	А	-	-	-	-	RTU-327 рег. № 41907-09	УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1	16666-97	
ТП Икура									
40	Т1-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	CCB-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		Счетчик	ЕА02RALX-P3B-4			0,2S/0,5	1		
41	Т2-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	CCB-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05	RTU-327 рег. № 41907-09	УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		Счетчик	ЕА02RALX-P3B-4			0,2S/0,5	1	16666-97	
42	Т1-27,5 кВ	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	CCB-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RAL-B-3			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
43	Т2-27,5 кВ	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RAL-B-3			0,5S/1,0	1		
44	ДПР Запад	ТТ	А	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТТ	В	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
45	ДПР Восток	ТТ	А	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТТ	В	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73		
		ТТ	С	-	-	-	-		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	-	-	-	-		
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
46	АБ Запад	ТТ	А	ТОЛ-10	0,5	20/5	47959-11		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ-10	0,5	20/5	47959-11		
		ТН	А	НАМИ-10 У2	0,2	10000/100	11094-87		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	АБ Восток	ТТ	А	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 УСВ-3 пер. № 51644-12	ССБ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03		
		ТН	А	НАМИ-10 У2	0,2	10000/100	11094-87		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
48	Т1-10 кВ	ТТ	А	ТЛП-10-5 М1С У3	0,5S	200/5	30709-11		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛП-10-5 М1С У3	0,5S	200/5	30709-11		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	А1805RAL-P4GB-DW-3			0,5S/1,0	1		
49	Т2-10 кВ	ТТ	А	ТЛП-10-5 М1С У3	0,5S	200/5	30709-11		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛП-10-5 М1С У3	0,5S	200/5	30709-11		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	А1805RAL-P4GB-DW-3			0,5S/1,0	1		
50	Ф 10 кВ №1	ТТ	А	ТОЛ 10-1	0,5	200/5	15128-96		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТОЛ 10-1	0,5	200/5	15128-96		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51	Ф 10 кВ №2	ТТ	А	ТПЛ-10У3	0,5	300/5	1276-59	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12	
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10У3	0,5	300/5	1276-59		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
52	Ф 10 кВ №3	ТТ	А	ТЛМ-10	0,5	150/5	2473-69		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛМ-10	0,5	150/5	2473-69		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
53	Ф 10 кВ №4	ТТ	А	ТПЛМ-10	0,5	150/5	2363-68		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛМ-10	0,5	150/5	2363-68		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
54	Ф 10 кВ №5	ТТ	А	ТЛО-10 У3	0,2S	100/5	25433-03		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10 У3	0,2S	100/5	25433-03		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
55	ТСН-1	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5	800/5	19956-02	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСБ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5	800/5	19956-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5	800/5	19956-02		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		
56	ТСН-2	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5	800/5	19956-02		
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5	800/5	19956-02		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5	800/5	19956-02		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		
57	СЦБ	ТТ	А	Т-0,66 У3	0,5S	200/5	52667-13		
		ТТ	В	Т-0,66 У3	0,5S	200/5	52667-13		
		ТТ	С	Т-0,66 У3	0,5S	200/5	52667-13		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		
ТП Ип									
58	Т1-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСБ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59	Т2-220 кВ	ТТ	А	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТТ	С	ТБМО-220 УХЛ1	0,2S	150/1	60541-15		
		ТН	А	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	В	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		ТН	С	НАМИ-220 УХЛ1	0,2	$(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	20344-05		
		Счетчик	ЕА02RALX-P3B-4		0,2S/0,5	1	16666-97		
60	Т1-35 кВ	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	600/5	3689-73		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	600/5	3689-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		Счетчик	ЕА05RL-B-3		0,5S/1,0	1	16666-97		
61	Т2-35 кВ	ТТ	А	ТФНД-35М	0,5	600/5	3689-73		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	600/5	3689-73		
		ТН	А	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	$(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	912-70		
		Счетчик	А1805RAL-P4G-DW-3		0,5S/1,0	1	31857-11		
62	Т1-27,5 кВ	ТТ	А	-	-	-	-		
		ТТ	В	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73		
		ТН	А	-	-	-	-		
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70		
		Счетчик	ЕА05RAL-B-3		0,5S/1,0	1	16666-97		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
63	Т2-27,5 кВ	ТТ	А	-	-	-	-	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССБ-1Г рег. № 58301-14		
		ТТ	В	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73				
		ТТ	С	ТФНД-35М	0,5	1000/5	3689-73				
		ТН	А	-	-	-	-				
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		Счетчик	ЕА05РАL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97				
64	ДПР Запад	ТТ	А	-	-	-	-			RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73				
		ТТ	С	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73				
		ТН	А	-	-	-	-				
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		Счетчик	ЕА05RL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97				
65	ДПР Восток	ТТ	А	-	-	-	-	RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12		
		ТТ	В	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73				
		ТТ	С	ТФН-35М	0,5	150/5	3690-73				
		ТН	А	-	-	-	-				
		ТН	В	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		ТН	С	ЗНОМ-35-65 У1	0,5	27500/100	912-70				
		Счетчик	ЕА05RL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97				
66	АБ Запад	ТТ	А	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03			RTU-327 рег. № 41907-09	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03				
		ТТ	С	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03				
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-00				
		ТН	В								
		ТН	С								
		Счетчик	ЕА05RL-В-3		0,5S/1,0	1	16666-97				

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
67	АБ Восток	ТТ	А	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 УСВ-3 пер. № 51644-12	ССБ-1Г пер. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03		
		ТТ	С	ТОЛ 10-I-1 У2	0,5	20/5	15128-03		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
68	Т1-10 кВ	ТТ	А	ТПЛ-10	0,5	400/5	1276-59		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10	0,5	400/5	1276-59		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-4			0,5S/1,0	1		
69	Т2-10 кВ	ТТ	А	ТЛО-10	0,5S	400/5	25433-11		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТЛО-10	0,5S	400/5	25433-11		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		
70	ПЭС Запад (Ф 10 кВ №3)	ТТ	А	ТПЛ-10	0,5	50/5	1276-59		
		ТТ	В	-	-	-	-		
		ТТ	С	ТПЛ-10	0,5	50/5	1276-59		
		ТН	А	НАМИ-10-95УХЛ2	0,5	10000/100	20186-05		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	ЕА05RL-B-3			0,5S/1,0	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
71	ПЭС Восток (Ф 10 кВ №2)	ТТ	А	ТПЛ-10	0,5	75/5	1276-59	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU-327 пер. № 41907-09 <	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
75	TCH-1	ТТ	А	RM60N-E4A	0,5	400/5	25559-03	ЭКОН-3000 пер. № 17049-14	CCB-1Г пер. № 58301-14		
		ТТ	В	RM60N-E4A	0,5	400/5	25559-03				
		ТТ	С	RM60N-E4A	0,5	400/5	25559-03				
		ТН	А	-	-	-	-				
		ТН	В								
		ТН	С								
Счетчик	EA05RL-B-4			0,5S/1,0	1	16666-97					
76	TCH-2	ТТ	А	RM60N-E4A	0,5	400/5	25559-03			RTU-327 пер. № 41907-09	UCB-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	RM60N-E4A	0,5	400/5	25559-03				
		ТТ	С	RM60N-E4A	0,5	400/5	25559-03				
		ТН	А	-	-	-	-				
		ТН	В								
		ТН	С								
Счетчик	EA05RL-B-4			0,5S/1,0	1	16666-97					
77	СЦБ	ТТ	А	T-0,66 М У3	0,5	150/5	17551-06				
		ТТ	В	T-0,66 М У3	0,5	150/5	17551-06				
		ТТ	С	T-0,66 М У3	0,5	150/5	17551-06				
		ТН	А	-	-	-	-				
		ТН	В								
		ТН	С								
Счетчик	EA05RL-B-4			0,5S/1,0	1	16666-97					

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 3, – активная, реактивная.

Таблица 4 - 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, 15, 16, 25, 26, 40, 41, 59 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2, 58 (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 – 12, 17, 19, 20, 24, 29 – 31, 34, 36, 42 – 45, 50 – 53, 60, 62 – 68, 70 – 73 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
13, 14, 55, 56, 75 – 77 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
18, 48, 69 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
21, 22, 32, 54 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
23 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
27, 28, 61 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
33, 35, 46, 47 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,5	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
37 – 39, 57 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
49, 74 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

Продолжение таблицы 4

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, 15, 16, 25, 26, 40, 41, 59 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
2, 58 (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 – 12, 17, 19, 20, 24, 29 – 31, 34, 36, 42 – 45, 50 – 53, 60, 62 – 68, 70 – 73 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,7	2,6	2,1
	0,5	-	2,9	1,8	1,5
13, 14, 55, 56, 75 – 77 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,8	1,6	1,3
18, 48, 69 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5
21, 22, 32, 54 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,5	2,2	1,7	1,6
	0,5	2,6	1,8	1,4	1,3
23 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,0	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,3	1,3
27, 28, 61 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
33, 35, 46, 47 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,6	2,5	1,9
	0,5	-	2,8	1,7	1,4
37 – 39, 57 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,7	2,8	1,8	1,8
	0,5	3,2	1,9	1,4	1,3
49, 74 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 15, 16, 25, 26, 40, 41, 59 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
2, 58 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
3 – 12, 17, 19, 20, 24, 29 – 31, 34, 36, 42 – 45, 50 – 53, 60, 62 – 68, 70 – 73 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,9
	0,5	-	5,7	3,3	2,7
13, 14, 55, 56, 75 – 77 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
18, 48, 69 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
21, 22, 32, 54 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,8	1,7	1,7
	0,5	2,8	2,4	2,1	2,1
23 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,8	1,7	1,7
	0,5	2,8	2,4	2,1	2,1
27, 28, 61 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,9
	0,5	-	5,7	3,3	2,7
33, 35, 46, 47 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,2	1,6	1,5
	0,8	-	3,2	2,0	1,8
	0,5	-	5,6	3,2	2,5
37 – 39, 57 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,9	2,1	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,2	2,4	2,4
49, 74 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 15, 16, 25, 26, 40, 41, 59 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,9	1,8	1,2	1,2
	0,5	2,2	1,4	1,1	1,0
2, 58 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
3 – 12, 17, 19, 20, 24, 29 – 31, 34, 36, 42 – 45, 50 – 53, 60, 62 – 68, 70 – 73 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,3	3,1	2,5
	0,5	-	3,6	2,3	2,1
13, 14, 55, 56, 75 – 77 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,2	2,9	2,3
	0,5	-	3,5	2,2	2,0
18, 48, 69 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,3	3,8	2,7	2,5
	0,5	4,6	2,9	2,2	2,1
21, 22, 32, 54 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	5,3	3,3	2,3	2,2
	0,5	4,2	2,7	2,1	2,0
23 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,9	3,7	3,5	3,5
	0,5	3,6	3,4	3,3	3,3
27, 28, 61 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,6	4,1	3,8
	0,5	-	4,1	3,5	3,4
33, 35, 46, 47 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	5,2	2,9	2,4
	0,5	-	3,5	2,3	2,0
37 – 39, 57 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	6,2	3,7	2,4	2,3
	0,5	4,5	2,9	2,1	2,0
49, 74 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,2	3,8	3,8
	0,5	4,1	3,6	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +25 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее устройство сбора и передачи данных RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч устройство синхронизации времени УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч - время восстановления, ч	120000 72 50000 72 75000 35000 22000 2 45000 2

Продолжение таблицы 5

1	2
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:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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 счетчиках и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТБМО-220 УХЛ1	30 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-35М	18 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35М	16 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	18 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-I-1 У2	10 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	9 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1 У1	8 шт.
Трансформатор тока опорный	ТОЛ-35-III УХЛ1	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	9 шт.
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1 У2	1 шт.
Трансформатор тока	GIF 40,5	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 35 II УХЛ1	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	18 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-5 М1С У3	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	RM60N-E4A	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	30 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	29 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	11 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA02RALX-P3B-4	8 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RAL-B-3	10 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-B-3	37 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-B-4	12 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RL-P4GB-DW-3	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RL-P4G-DW-3	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-3	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RAL-P4G-DW-3	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RAL-BN-3	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU327	1 шт.
Сервер синхронизации времени	CCB-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	71319484.411711.001.32.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Еврейской автономной области», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Еврейской автономной области

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

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2
Телефон: +7 (499) 262-99-01
Web-сайт: www.rzd.ru
E-mail: info@rzd.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2
Телефон: +7 (499) 262-99-01
Web-сайт: www.rzd.ru
E-mail: info@rzd.ru

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, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
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 «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86078-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Генераторы сигналов пациента FMS-3

Назначение средства измерений

Генераторы сигналов пациента FMS-3 (далее – генераторы) предназначены для формирования и воспроизведения электрических сигналов специальной формы.

Описание средства измерений

Генераторы сигналов пациента FMS-3 конструктивно выполнены в виде портативных устройств в пластиковом корпусе. На лицевой панели генераторов расположен дисплей, клавиши для управления генератором и часть разъемов для подключения ЭКГ-электродов. На боковых панелях генераторов расположены кнопка включения/выключения, разъем для подключения блока питания, «высокий» выход, остальные разъемы для подключения ЭКГ-электродов, разъемы для подключения сигнальных кабелей, а также разъем порта связи RS-232. На задней панели генераторов расположена крышка батарейного отсека.

Принцип действия генераторов заключается в преобразовании с помощью цифро-аналогового преобразователя (ЦАП) цифровых кодов сигналов заданных форм, записанных во внутренней памяти генераторов, в аналоговую форму.

Нанесение знака поверки на генераторы не предусмотрено.

Серийный заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится в буквенно-цифровом обозначении на информационную табличку, крепящуюся на задней панели генераторов.

Общий вид генераторов приведен на рисунке 1.

Схема пломбировки и обозначение места для нанесения пломбы в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства приведены на рисунке 2. Пломбирование генераторов предусмотрено в виде разрушаемой наклейки фирмы производителя на место примыкания двух половинок корпуса.

Места нанесения серийного заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид генераторов сигналов пациента FMS-3



Место нанесения пломбы в виде стикера-наклейки

Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа



Место нанесения серийного заводского номера

Место нанесения знака утверждения типа

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

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) предназначено для управления генераторами при формировании и воспроизведении электрических сигналов.

ПО не оказывает влияния на нормируемые метрологические характеристики.

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.12
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон воспроизведения напряжения в отведении II по каналу материнской ЭКГ, мВ	от 0,5 до 5
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения напряжения в отведении II по каналу материнской ЭКГ, %	± 5
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения напряжения сигнала прямоугольной формы частотой 2 Гц в отведении II по каналу материнской ЭКГ, %	± 1
Коэффициент усиления сигнала на «высоком» выходе относительно сигнала в отведении II по каналу материнской ЭКГ	500
Пределы допускаемой относительной погрешности коэффициента усиления сигнала на «высоком» выходе относительно сигнала в отведении II по каналу материнской ЭКГ, %	± 5
Выходное сопротивление в отведении RL, Ом	750
Пределы допускаемой относительной погрешности выходного сопротивления в отведении RL, %	± 5
Диапазон воспроизведения частоты сердечных сокращений (ЧСС) по каналу материнской ЭКГ, мин ⁻¹	50, 60, 80, 100, 120, 140, 160
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ЧСС по каналу материнской ЭКГ, мин ⁻¹	± 1
Диапазон воспроизведения напряжения по каналу ЭКГ плода 1, мВ	от 0,05 до 2
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения напряжения по каналу ЭКГ плода 1, %	± 5
Диапазон воспроизведения ЧСС по каналу ЭКГ плода 1, мин ⁻¹	30, 50, 60, 80, 90, 100, 120, 140, 150, 160, 180, 200, 210, 240
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ЧСС по каналу ЭКГ плода 1, мин ⁻¹	± 1
Диапазон воспроизведения напряжения по каналу ЭКГ плода 2, мВ	от 0,5 до 5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения напряжения по каналу ЭКГ плода 2, %	±10
Диапазон воспроизведения ЧСС по каналу ЭКГ плода 2, мин ⁻¹	50, 60, 80, 100, 140, 160, 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения ЧСС по каналу ЭКГ плода 2, мин ⁻¹	±1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	150×100×40
Масса без упаковки, кг, не более	0,4
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от +15 до +25
– относительная влажность (без конденсации), %	от 30 до 80
Условия хранения:	
– температура окружающей среды, °С	от +10 до +50

Знак утверждения типа наносится

на информационную табличку на задней панели генераторов методом наклеивания наклейки-стикера, а также на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Генератор сигналов пациента	FMS-3	1 шт.
Блок питания 9 В	–	1 шт.
Батарея 9 В типа «Крона»	–	1 шт.
Интерфейсный кабель с разъемом RJ-12	–	1 шт.
Адаптер RJ-12 в DB-9	–	1 шт.
Механическое сердце MFH ¹	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации ²	–	1 экз.
¹ – Дополнительная опция. Поставляется по согласованию с Заказчиком.		
² – Допускается поставка в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3464 Об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения

Стандарт предприятия правообладателя Datrend Systems Inc.

Правообладатель

Datrend Systems Inc., Канада

Адрес: 130 - 4020 Viking Way, Richmond, BC, Canada V6V 2L4

Телефон: +1-604-291-7747

E-mail: info@datrend.com

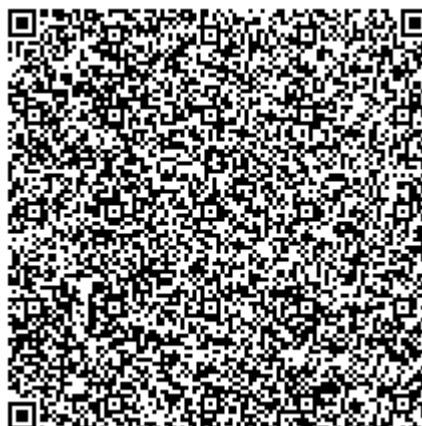
Web-сайт: www.datrend.com

Изготовитель

Datrend Systems Inc., Канада
Адрес: 130 - 4020 Viking Way, Richmond, BC, Canada V6V 2L4
Телефон: +1-604-291-7747
E-mail: info@datrend.com
Web-сайт: www.datrend.com

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, 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 «6» июля 2022 г. №1651

Регистрационный № 86079-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000 (далее - резервуар) предназначен для хранения и измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуара - стальной вертикальный цилиндрический.

Принцип действия резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-2000 основан на измерение объема нефти и нефтепродуктов в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000, представляет собой наземный вертикальный сварной (полистовое исполнение) сосуд с плоским днищем. Основанием является гидрофобный слой из битумно-песчаной смеси. Резервуар снабжен люками-лазами и штуцерами. Резервуар имеет стационарную крышу. Резервуар снабжен лестницей для доступа на крышу. Резервуар оснащен, необходимыми техническими устройствами для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов: приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой; механическим дыхательным и гидравлическим предохранительным клапанами; устройством для отбора проб и подтоварной воды; прибором для замера уровня; противопожарным оборудованием. Резервуар оборудован замерными люками для выполнения измерений базовой высоты резервуара, определение уровня нефти и отбор проб. Резервуар оснащен молниезащитой, защитой от статического электричества и вторичных проявлений молний. Заводской номер наносят на боковую поверхность резервуара краской, устойчивой к условиям эксплуатации, при помощи трафарета.

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000, Зав. №7, расположен: Ульяновская область, г. Ульяновск, проезд Нефтяников, д. 3.

Установка резервуара – наземная. На рисунке 1 приведен общий вид резервуара.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-2000, Зав. №7

Пломбирование резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-2000 не предусмотрено. Знак поверки наносится на градуировочную таблицу на месте подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики резервуара приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики резервуара

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	± 0,2

Таблица 2 – Основные технические характеристики резервуара

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от - 50 до + 50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	40

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки резервуара приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект поставки резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический (заводской номер 7)	PBC-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

МИ 3252-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах». Регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2019.32714

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному вертикальному цилиндрическому PBC-2000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

СМУ-3 управление треста Нефтехиммонтаж (изготовлен в 1955 г.)

Адрес: г. Самара

Изготовитель

СМУ-3 управление треста Нефтехиммонтаж (изготовлен в 1955 г.)

Адрес: г. Самара

Испытательный центр

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

(ФБУ «Ульяновский ЦСМ»)

Адрес: 432002, г. Ульяновск, ул. Урицкого, 13

Телефон/факс: (8422) 46-42-13 / (8422) 43-52-35

Web-сайт: <http://ulcsm.ru>

E-mail: csm@ulcsm.ru

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311693.

