

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

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.	Преобразователи виброскорости	ESW- SMALL- EX- 2241- K4- COM- PACT- 005	Е	83719-21	2209-057, 1612-258, 2109-056, 1911-099, 0612-251, 1612-253	Holthausen Elektronik GmbH, Герма- ния	Holthausen Elektronik GmbH, Герма- ния	ОС	ГОСТ Р 8.669-2009	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "КИНЕФ" (ООО "КИНЕФ"), Ленинградская обл., г. Кири- ши	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	16.09.2021
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО	Обозначение отсутствует	Е	83720-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ" (ООО "Телекор ДВ"), г. Хабаровск	Публичное акционерное общество "Дальнево- сточная энер- гетическая компания" (ПАО "Даль- невосточная энергетическая компания"), г. Владивосток	ОС	МП 061- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Телекор ДВ" (ООО "Телекор ДВ"), г. Хабаровск	ООО "Спец- энергопроект", г. Москва	13.09.2021

	"ДЭК" Нагорная												
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Степная	Обозначение отсутствует	Е	83721-21	ЭСТ.422231.002.02	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 058-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергостандарт" (ООО "Энергостандарт"), г. Хабаровск	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	03.09.2021
4.	Установка поверочная на базе лопастного счетчика СИКН №96	Обозначение отсутствует	Е	83722-21	01	Акционерное общество "Транснефть - Западная Сибирь" (АО "Транснефть - Западная Сибирь"), г. Омск	Акционерное общество "Транснефть - Западная Сибирь" (АО "Транснефть - Западная Сибирь"), г. Омск	ОС	МП-1320-14-2021	1 год	Акционерное общество "Транснефть - Метрология" (АО "Транснефть - Метрология"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	20.07.2021
5.	Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные	Обозначение отсутствует	Е	83723-21	781221, 1, 400272, 780407, 870306, 780913, 760405, 2, 841209	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева"), г. Санкт-Петербург	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева" (ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева"), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3630-2021	4 года	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ФБУ "Нижегородский ЦСМ"), г. Нижний Новгород	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	21.09.2021
6.	Измерители	U1701B	С	83724-21	U1701B: №	Компания	Компания	ОС	ИЦРМ-	2 года	Общество с	ООО "ИЦРМ",	08.04.2021

	емкости				MY52280011	"Keysight Technologies, Inc.", США. Завод-изготовитель: "Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd", Малайзия	"Keysight Technologies, Inc.", США		МП-026-21		ограниченной ответственностью "Кейсайт Текнолджиз" (ООО "Кейсайт Текнолджиз"), г. Москва	г. Москва	
7.	Трансформатор тока	ТФНД-220	Е	83725-21	340	Завод "Электроаппарат", г. Ленинград (изготовлен в 1965 г.)	Завод "Электроаппарат", г. Ленинград	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	22.08.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД - филиала ОАО "РЖД" в границах Московской области	Обозначение отсутствует	Е	83726-21	087	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	Открытое акционерное общество "Российские железные дороги" (ОАО "РЖД"), г. Москва	ОС	РТ-МП-1129-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерТест" (ООО "ЭнерТест"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	29.09.2021
9.	Комплекс программно-технический для учета объема и	Обозначение отсутствует	Е	83743-21	0001	Закрытое акционерное общество Инженерно-технический	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компа-	ОС	КМБТ.137.102 МП	8 лет	Закрытое акционерное общество Инженерно-технический	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	26.07.2021

	контроля параметров качества электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (ПТК УККЭ)					центр "Континуум" (ЗАО "ИТЦ Континуум"), г. Ярославль	ния Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва				центр "Континуум" (ЗАО "ИТЦ Континуум"), г. Ярославль		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-176	Обозначение отсутствует	Е	83744-21	076	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-411-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	03.09.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО "СН-МНГ" ПС 110кВ "Вахская"	Обозначение отсутствует	Е	83745-21	001	Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ "СМАРТ ИНЖИНИРИНГ" (ООО ИТЦ "СИ"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Славнефть-Мегионнефтегаз" (ПАО "СН-МНГ"), Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Мегион	ОС	МП ЭПР-427-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ "СМАРТ ИНЖИНИРИНГ" (ООО ИТЦ "СИ"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	29.09.2021
12.	Посты радиационного контроля	Обозначение отсутствует	С	83746-21	002-07; 003-07	Общество с ограниченной ответственностью	Автономная некоммерческая организа-	ОС	РТ-МП-551-03-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	24.08.2021

	автономные малогаба- ритные (АМПРК)	ствует				стью Научно- производ- ственное предприятие "Доза" (ООО НПП "Доза"), г. Москва, Зе- леноград; Ав- тономная не- коммерческая организация "Центр анали- за безопасно- сти энергетики при ИБРАЭ РАН" (АНО ЦАБ ИБРАЭ РАН), г. Москва	ция "Центр анализа без- опасности энергетики при ИБРАЭ РАН" (АНО ЦАБ ИБРАЭ РАН), г. Москва				стью Научно- производ- ственное пред- приятие "Доза" (ООО НПП "Доза"), г. Москва, Зе- леноград		
13.	Анализаторы частотных характери- стик	СИЭЛ- 4210	С	83747-21	104 99 002	Общество с ограниченной ответственно- стью "Компа- ния СИЭЛ" (ООО "СИ- ЭЛ"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Компа- ния СИЭЛ" (ООО "СИ- ЭЛ"), г. Санкт- Петербург	ОС	ТПКЦ.4116 18.001 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Компа- ния СИЭЛ" (ООО "СИ- ЭЛ"), г. Санкт- Петербург	ФБУ "Тест-С.- Петербург", г. Санкт- Петербург	31.05.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи виброскорости ESW-SMALL-EX-2241-K4-COMPACT-005

Назначение средства измерений

Преобразователи виброскорости ESW-SMALL-EX-2241-K4-COMPACT-005 (далее преобразователи) предназначены для измерений среднеквадратичных значений виброскорости.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на преобразовании механических колебаний в унифицированный сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА.

Преобразователи состоят из пьезоэлектрического датчика ускорения и электронного преобразователя, содержащего интегратор и электрический полосовой фильтр. Выходной сигнал преобразователя вибрации пропорционален среднеквадратическому значению виброскорости контролируемого объекта.

Преобразователи выполнены в корпусе цилиндрической формы из нержавеющей стали с присоединенным кабелем.

Общий вид преобразователя приведен на рисунке 1.

На корпусе преобразователя содержится информация о логотипе изготовителя, наименовании изделия и заводском номере. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователя

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднеквадратичных значений виброскорости, мм/с	от 1 до 50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 10 до 1000
Номинальное значение коэффициента преобразований среднеквадратичных значений виброскорости, мА/(мм·с ⁻¹)	0,32
Пределы допускаемого отклонения коэффициента преобразования от номинального значения, %	±5
Нелинейность амплитудной характеристики на базовой частоте 80 Гц, %, не более: - в диапазоне среднеквадратичных значений виброскорости от 1 до 3,5 мм/с включ. - в диапазоне среднеквадратичных значений виброскорости св. 3,5 до 50 мм/с.	±20 ±5
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты 80 Гц, не более: - в диапазоне частот от 10 до 20 Гц включ., дБ - в диапазоне частот св. 20 до 700 Гц включ., % - в диапазоне частот св. 700 до 1000 Гц, дБ	-5 ±10 -3
Границы относительной погрешности преобразователя при доверительной вероятности 0,95, дБ	5,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон выходного постоянного тока, мА	от 4 до 20
Напряжение питания от источника постоянного тока, В:	от 19,2 до 28,8
Потребляемая мощность, Вт, не более	3
Габаритные размеры, мм, не более: - высота; - диаметр	104 55
Масса, кг, не более	1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от +10 до + 30
Время наработки на отказ, ч, не менее	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователи виброскорости №№ 2209-057, 1612-258, 2109-056, 1911-099, 0612-251, 1612-253	ESW-SMALL-EX-2241- K4-COMPACT-005	1 шт.
Преобразователи виброскорости ESW-SMALL- EX-2241-K4-COMPACT-005. РЭ	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в РЭ «Преобразователи виброскорости ESW-SMALL-EX-2241-K4-COMPACT-005. РЭ», Раздел 2 «Описание и принцип работы преобразователей»

Нормативные документы, устанавливающие требования к преобразователям виброскорости ESW-SMALL-EX-2241-K4-COMPACT-005

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

Изготовитель

Holthausen Elektronik GmbH, Германия
Адрес: Wevelinghoven 38, 41334 Nettetal, Germany
Телефон: +49 (0) 21 53 - 40 08
Факс: +49 (0) 21 53 - 89 99 4
Web-сайт: www.esw.eu
E-mail: info@holthausen-elektronik.de

Испытательный центр

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

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

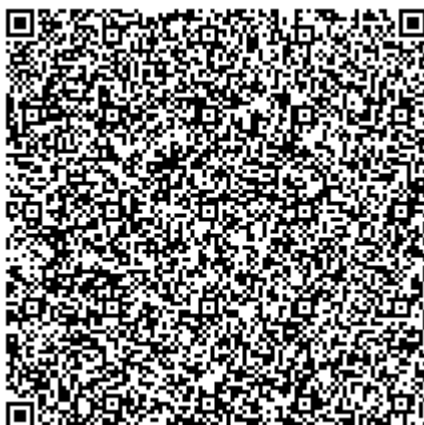
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83720-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ДЭК» Нагорная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ДЭК» Нагорная (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 счетчик активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ИВК состоит из ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ПАО «ДЭК»). ИВК ПАО «ДЭК» состоит из сервера ИВК ПАО «ДЭК», программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации времени типа УССВ-2 (далее – УСВ). К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet, а к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место персонала (АРМ)

В ИВК АИИС КУЭ предусмотрено выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» электросчетчиков) со всех ИИК;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ);
- прием измерительной информации от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и передачу всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

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 счетчика по проводным линиям связи и каналобразующей аппаратуре (спутниковый терминал) поступает на вход сервера ЦСОД ПАО «ДЭК», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера, установленного в ЦСОД ПАО «ДЭК» в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0, в АО «АТС» Отправка электронных документов в АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется с сервера ЦСОД ПАО «ДЭК», установленного в городе Владивосток.

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», в формате XML для передачи его в АО «СО ЕЭС», в организации - участники оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ включает в себя УСВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС).

Синхронизация времени часов ИВК ПАО «ДЭК» выполняется 6 раз в сутки (каждые 4 часа) в соответствии с метками времени, полученными от УСВ по запросу сервера ИВК, при расхождении времени более чем на ± 1 с.

Часы счетчика синхронизируются от часов сервера раз в сутки, коррекция часов счетчика проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с. (программируемый параметр).

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

Журналы событий сервера 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.

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 ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 35 кВ Нагорная, РУ-35 кВ, 2 с 35 кВ, ВЛ-35 кВ Нагорная-АЯМ	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
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 $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии для ИК № 1 от 0 до плюс 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика 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	1
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 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчик: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчик: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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:

- счетчике (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	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТФН-35М	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП 061-2021	1
Паспорт-Формуляр	ТДВ.411711.073.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) ПАО «ДЭК» Нагорная, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № 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

Изготовитель

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

ИНН 2722065434

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

Телефон: +7 (4212) 75-87-75

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

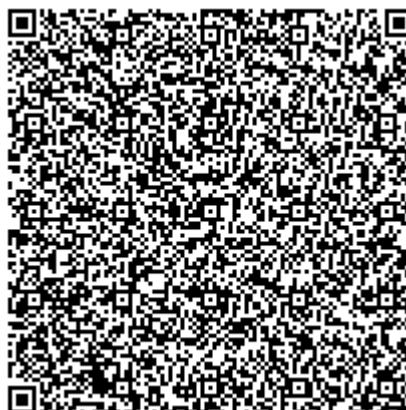
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83721-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Степная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Степная (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 измерения.

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59086-14, включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (далее – ИА), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, УССВ), средства связи и приема-передачи данных, специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Степная, принадлежащему ПАО «ФСК ЕЭС».

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении времени УСПД со временем УССВ-2 (регистрационный № 54074-13) более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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 оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Т-1 220 кВ	TG Кл. т. 0,2S КТТ 200/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325Т, рег. № 44626-10/ РСТВ-01, рег. № 40586-12, УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 220 кВ Степная - Югачи	TG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000:√3/100:√3 Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ 220 кВ Степная - Камышта	TG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T, рег. № 44626-10/ PCTB-01, рег. № 40586-12, УССВ-2 рег. № 54074-13
4	Т-2 220 кВ	TG Кл. т. 0,2S КТТ 200/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
5	ВЛ 220 кВ Степная - Бискамжа	TG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
6	ВЛ 220 кВ Означенное - Степная II цепь с отпайкой на ПС Бея	TG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
7	ВЛ 220 кВ Означенное - Степная I цепь с отпайкой на ПС Бея	TG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	ВЛ 220 кВ Степная - Абаза	TG Кл. т. 0,2S КТТ 1000/1 Рег. № 75894-19	ETH-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 59981-18	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
9	Т-1 35 кВ	ТГМ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 59982-15	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 60002-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
10	Т-2 35 кВ	ТГМ Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 59982-15	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 60002-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
11	ВЛ 35 кВ Степная - Полтаково с отпайкой на ПС Аскиз-3	ТГМ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 59982-15	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 60002-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
12	ВЛ 35 кВ Степная - Бельтыры с отпайкой на ПС Аскиз-3	ТГМ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 59982-15	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 60002-15	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ф.11-02	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T, рег. № 44626-10/ PCTB-01, рег. № 40586-12, УССВ-2 рег. № 54074-13
14	ДГР-1	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
15	ТСН-1 10 кВ	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
16	Т-1 10 кВ	LMZB1-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 81347-21	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
17	ф.11-13	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
18	ф.11-03	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
19	ф.11-05	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
20	яч.110	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
21	ф.11-15	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
22	ДГР-2	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
23	ТСН-2 10 кВ	ТПУ Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Т-2 10 кВ	LMZB1-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 81347-21	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU-325T, рег. № 44626-10/ PCTB-01, рег. № 40586-12, УССВ-2 рег. № 54074-13
25	ф.11-01	TPU Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
26	ф.11-14	TPU Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
27	ф.11-04	TPU Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 51368-12	ТJP Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
28	яч.210	TPU Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 51368-12	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
29	КЛ-1 МТС	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
30	КЛ-1 Ростелеком	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
31	КЛ-2 Ростелеком	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	
32	КЛ-2 МТС	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-20	

Примечания

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm\delta$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$
1 - 8	Активная	0,6	2,2
	Реактивная	1,1	2,0
9 - 27	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	3,0
28	Активная	0,9	5,3
	Реактивная	1,9	2,9
29 - 32	Активная	1,0	5,5
	Реактивная	2,1	4,1
Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.			
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-32 от плюс 15 до плюс 30 °С.			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	32
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -25 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 55000 2 45000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

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

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- счётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче,
параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	TG	24
Трансформатор тока	TGM	12
Трансформатор тока	TPU	42
Трансформатор тока	LMZB1-10	6
Трансформатор тока	ТОП	12
Трансформатор напряжения	ETH-220 УХЛ1	24
Трансформатор напряжения	НАМИ	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	TJP	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	32
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1
Специализированное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Информационно-вычислительный комплекс	АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Методика поверки	МП 058-2021	1
Паспорт-Формуляр	ЭСТ.422231.002.02 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) ПС 220 кВ Степная, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № 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

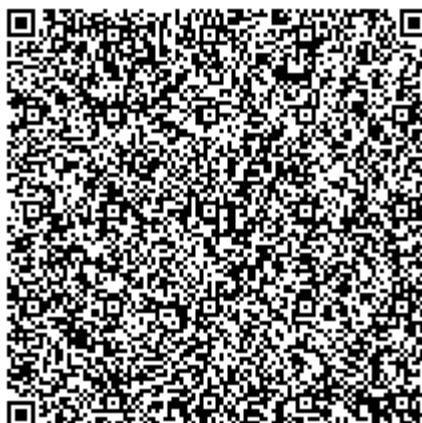
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83722-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка поверочная на базе лопастного счетчика СИКН №96

Назначение средства измерений

Установка поверочная на базе лопастного счетчика СИКН №96 (далее - Установка) предназначена для измерений, хранения и передачи единицы объема и объемного расхода протекающей жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия Установки основан на прямом методе динамических измерений объема и объемного расхода протекающей жидкости.

При прямом методе динамических измерений объем и объемный расход определяют с применением измерительных компонентов: счетчика жидкости эталонного лопастного, термопреобразователя измерительного в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым, преобразователя давления измерительного, комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует сигналы и вычисляет объем и объемный расход нефти по реализованному в нем алгоритму.

Установка поверочная на базе лопастного счетчика входит в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 96 Омской ЛПДС Омского РНУ АО «Транснефть – Западная Сибирь».

Монтаж и наладка Установки осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В состав Установки входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1– Состав Установки

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик жидкости эталонный лопастной	18307-99
Преобразователь измерительный Rosemount 3144P	56381-14
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	22257-11
Преобразователь давления измерительный EJX	28456-09
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (далее - ИВК)	67527-17

Конструкцией Установки место нанесения заводского номера, обеспечивающее его сохранность в процессе эксплуатации, не предусмотрено. Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией Установки, предусмотрены места установки пломб (фланцы, крышка клеммой коробки), несущих на себе знак поверки (оттиск клейма поверителя), который наносится методом давления на свинцовые (пластмассовые) пломбы.

Схемы пломбировки от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.

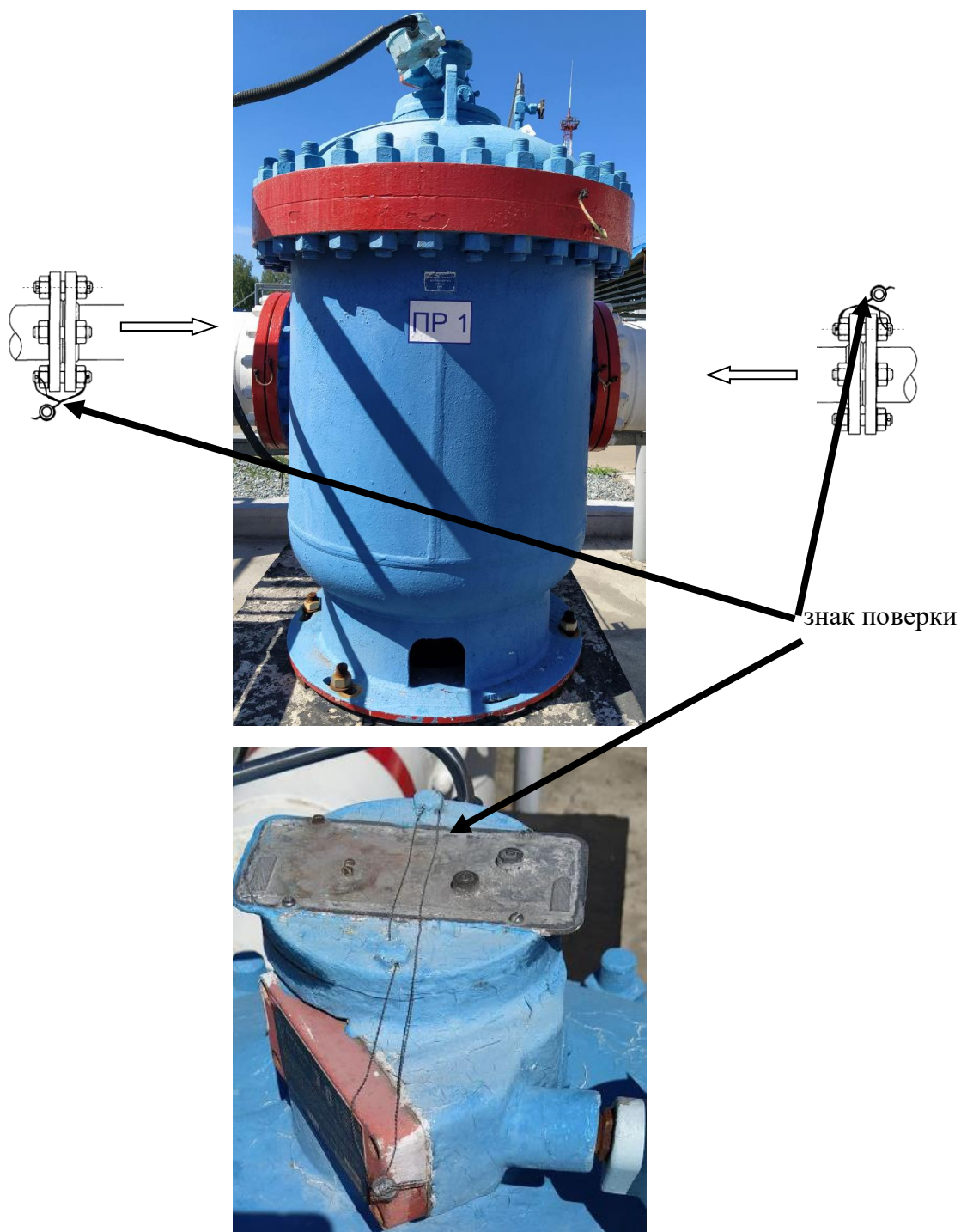


Рисунок 1 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Установка имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и в АРМ оператора. ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4BC442DC
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29C26FCF
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4C134DD0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение Таблицы 2.

Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5E6EC20D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86FFF286
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	E2EDEE82
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение Таблицы 2.

Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение Таблицы 2.

Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечание – Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде заглавных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объема и объемного расхода, м ³ /ч	от 340 до 1775
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода, %	±0,10

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры измеряемой среды: – измеряемая среда – температура, °С – избыточное давление, МПа – вязкость кинематическая, мм ² /с – плотность, кг/м ³	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 от - 10 до +25 от 0,24 до 1,6 от 0,5 до 50,0 от 750,0 до 950,0
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – температура воздуха внутри помещений, °С – относительная влажность окружающего воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Срок службы, лет, не менее Средняя наработка на отказ, ч	10 20000

Знак утверждения

знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации Установки печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность установки поверочной на базе лопастного счетчика

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная на базе лопастного счетчика СИКН №448, заводской № 01	-	1 шт
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Методика поверки	МП 1320-14-2021	1 экз.
------------------	-----------------	--------

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Методика измерений» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к установке поверочной на базе лопастного счетчика

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 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»

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Западная Сибирь» (АО «Транснефть – Западная Сибирь»)

Адрес: 644033, г. Омск, ул. Красный путь, 111

ИНН 5502020634

Телефон: 8(3812) 65-35-02

Факс: 8(3812) 65-98-46

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.

Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, РТ, г. Казань, ул.

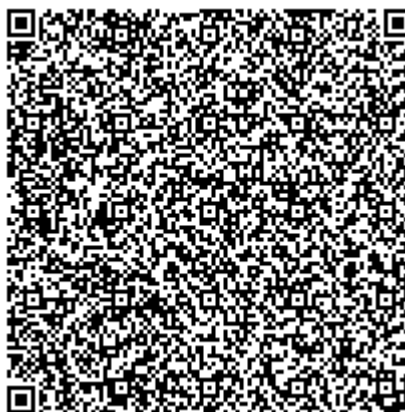
2-я Азинская, 7 «а» Телефон: 8 (843) 272-70-62

Факс: 8 (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83723-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные

Назначение средства измерений

Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные (далее – вискозиметры) предназначены для измерений кинематической вязкости исследуемых жидкостей в лабораторных условиях.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении времени истечения определенного объема исследуемой жидкости через капилляр вискозиметра под действием собственного веса и при постоянном контроле температуры.

Вискозиметры состоят из трех соединенных между собой стеклянных трубок, в одной из которых расположен капилляр и измерительный резервуар, ограниченный двумя кольцевыми рисками.

Вискозиметры представляют собой U-образную стеклянную трубку.

Вискозиметры изготавливают из химически стойкого лабораторного стекла. На широкой трубке каждого вискозиметра указывают заводской номер и год выпуска. Вискозиметры маркируют путем нанесения на сферической поверхности измерительного резервуара его номинального значения объема, а также меток, определяющих измерительный резервуар вискозиметра.

К вискозиметрам данного типа относятся вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные с заводскими номерами 781221, 1, 400272, 780407, 870306, 780913, 760405, 2, 841209.

Общий вид вискозиметров представлен на рисунке 1.

Пломбирование вискозиметра не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид вискозиметра

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики вискозиметров представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики вискозиметров

Заводской номер вискозиметра	Номинальное значение постоянной C , мм ² /с ²	Диапазон измерений вязкости, мм ² /с	Пределы допускаемой относительной погрешности определения постоянных вискозиметров, %	Отклонение постоянной вискозиметра от номинального значения, %, не более
781221	0,0017	0,4 – 3,4	± (0,0109·ln(C) + 0,1214)*, где C – номинальное значение постоянной вискозиметра, мм ² /с ²	30
1	0,005	1 – 10		
400272	0,017	3,4 – 34,0		
780407	0,05	10 – 100		
870306	0,17	34 – 340		
780913	0,5	100 – 1000		
760405	1,7	340 – 3400		
2	5,0	1000 – 10000		
841209	17,0	3400 – 34000		
* не более 0,2 %				

Таблица 2 – Основные технические характеристики вискозиметров

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации вискозиметров: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	20 ± 2 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (Ш×В), мм, не более	55 × 610
Масса, кг, не более	0,2
Средний срок службы, лет	25
Наработка на отказ, ч	48000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации Хд 2.842.001 РЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

В таблице 3 представлена комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Вискозиметр стеклянный капиллярный эталонный	заводские номера 781221, 1, 400272, 780407, 870306, 780913, 760405, 2, 841209	9 шт.
Футляр для вискозиметров	-	2 шт.
Руководство по эксплуатации	Хд 2.842.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 11 руководства по эксплуатации Хд 2.842.001 РЭ «Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к вискозиметрам стеклянным капиллярным эталонным

Техническая документация ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Изготовитель

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

ИНН 7809022120

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

Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

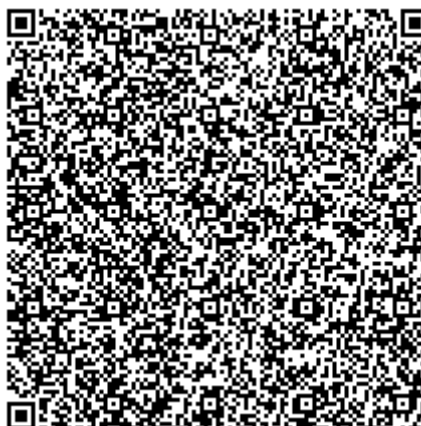
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19

Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83724-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители емкости U1701B

Назначение средства измерений

Измерители емкости U1701B (далее по тексту – измерители) предназначены для измерений электрической емкости электронных компонентов электрических цепей.

Описание средства измерений

Измерители представляют собой переносные цифровые измерительные приборы (ЦИП).

Принцип действия измерителей основан на заряде конденсатора известным током, измерении времени заряда и вычислении электрической емкости. При этом аналоговые сигналы преобразуются в цифровую форму с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП), обрабатываются микроконтроллером и отображаются в виде результата измерений на жидкокристаллическом дисплее с подсветкой.

Для выбора режима измерений в измерителях используются функциональные кнопки.

Управление процессами измерений осуществляется встроенным микроконтроллером. Результаты измерений могут отображаться на дисплее в цифровом виде, сохраняться во внутренней памяти измерителей или передаваться на внешний ПК с помощью интерфейса IR (инфракрасный порт).

Измерители имеют сервисные функции индикации заряда батареи питания, автоматического отключения при бездействии; ручного и автоматического выбора диапазона измерений; визуального и звукового оповещения в режиме определения отклонения от допуска; режима сравнения с 25 наборами настроек верхнего и нижнего пределов, хранимых в энергонезависимой памяти; регистрации средних, минимальных и максимальных значений; режима относительных измерений, позволяющий определить разницу между стандартным и измеряемым значением.

Основные узлы измерителей: источник тока, таймер, блок нормализации сигналов, АЦП, микроконтроллер, устройство управления, блок питания, клавиатура, дисплей.

Конструктивно измерители выполнены в изолированных пластиковых корпусах прямоугольной формы.

На лицевой панели измерителей расположены дисплей, функциональные клавиши, входные разъемы, входные разъемы.

На задней панели измерителей расположены батарейный отсек, инфракрасный порт и подставка.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1.

Пломбирование измерителей емкости U1701B не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

Место нанесения заводских (серийных) номеров – на тыльной панели корпуса; способ нанесения – типографская печать на бумажной наклейке; формат – буквенно-цифровой код, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей емкости U1701B

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики измерителей емкости U1701B в режиме измерений электрической емкости

Пределы измерений	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.))	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений, нФ, мкФ, мФ
1000,0 пФ	0,1 пФ	$\pm(0,1 \cdot C + 20 \text{ е.м.р.})$
10,000 нФ	0,001 нФ	$\pm(0,01 \cdot C + 5 \text{ е.м.р.})$
100,00 нФ	0,01 нФ	$\pm(0,005 \cdot C + 21 \text{ е.м.р.})$
1000,0 нФ	0,1 нФ	
10,000 мкФ	0,001 мкФ	
100,00 мкФ	0,01 мкФ	$\pm(0,01 \cdot C + 21 \text{ е.м.р.})$
1000,0 мкФ	0,1 мкФ	
10,000 мФ	0,001 мФ	
199,99 мФ ¹⁾	0,01 мФ	$\pm(0,02 \cdot C + 41 \text{ е.м.р.})$

Примечания:
С – измеренное значение электрической емкости, нФ, мкФ, мФ;
¹⁾ – погрешность нормирована до 100 мФ

Таблица 2 – Температурный коэффициент

Модификация	Температурный коэффициент, /°C
U1701B	0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	9
Габаритные размеры, мм, (длина×ширина×высота)	184×87×41
Масса, кг	0,32
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %	от +18 до +28 до 80
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %	от 0 до +50 до 80 при температуре +30 °C
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	10 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель емкости U1701B	—	1 шт.
Измерительные кабели с зажимами типа «крокодил»	—	2 шт.
Батарея питания	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации в разделе 2 «Функции и возможности».

Нормативные документы, устанавливающие требования к измерителям емкости U1701B

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

ГОСТ 8.371-80 «ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений электрической емкости»

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies, Inc.», США

Место нахождения и адрес юридического лица: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Адрес деятельности: 1400 Fountaingrove Parkway Santa Rosa, CA 95403-1738, USA

Завод-изготовитель:

«Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd», Малайзия

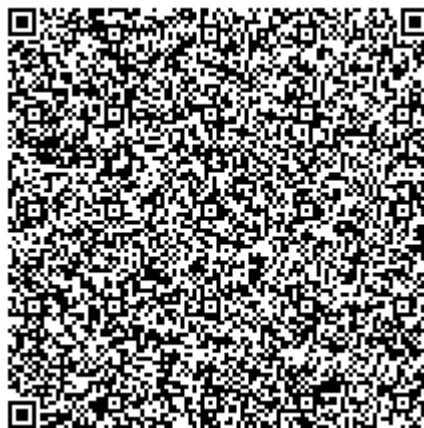
Адрес деятельности: Bayan Lepas Free Industrial Zone, 11900, Penang, Malaysia

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д. 2, этаж 2, пом. I, ком. 35, 36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор тока ТФНД-220

Назначение средства измерений

Трансформатор тока ТФНД-220 (далее – трансформатор тока) предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформатора тока ТФНД-220 основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформатора создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформатор тока выполнен в виде опорной конструкции. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформатора. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Общий вид трансформатора тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформатор тока не предусмотрено.

Заводской номер трансформатора наносится ударным способом на информационную табличку на корпусе.

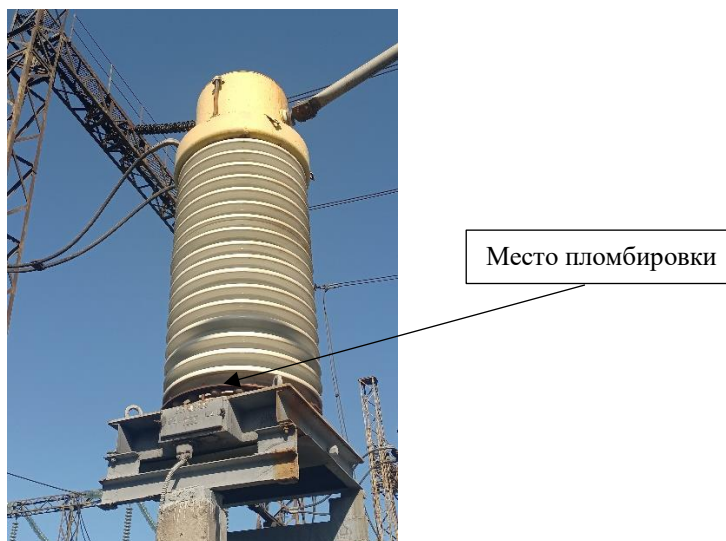


Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и схема пломбировки
от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Исполнение трансформатора	ТФНД-220
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный первичный ток, А	2000
Номинальный вторичный ток, А	1
Класс точности	0,5
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi=0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока (заводской номер: 340)	ТФНД-220	1 шт.
Трансформатор тока ТФНД-220. Паспорт	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

отсутствуют.

Нормативные документы

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27.12.2018 г. № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

Изготовитель

Завод «Электроаппарат» (изготовлен в 1965 г.)

Адрес: 199106, г. Ленинград, 24-я линия Васильевского острова, д. 3–7

Телефон: +7 (812) 677-83-83,

Web-сайт: <https://elektroapparat.ru>

e-mail: box@ea.spb.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

ИНН 7736042404

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

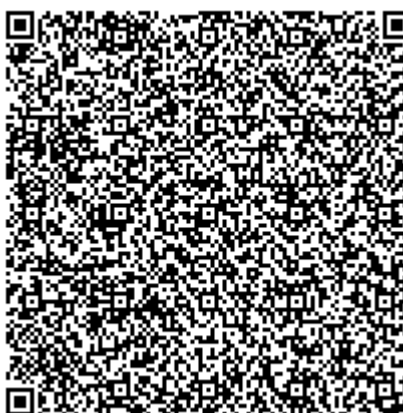
Телефон (495) 437-55-77,

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83726-21

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Московской 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) основных типа ЭКОМ-3000 и резервных 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), каналообразующую 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 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 допускаемой 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.

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 оптового рынка электроэнергии (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 оптового рынка электроэнергии.

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 (тип, рег. №) УССВ (тип, рег. №)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП Подольск									
1	ТП Подольск Ввод-1 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
2	ТП Подольск Ввод-3.1 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17	RTU327 рег. № 19495-03	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ТП Подольск ПВ1	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU327 рег. № 19495-03	ССВ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
4	ТП Подольск ПВ3.1	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
5	ТП Подольск ТСН1	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	100/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ТП Подольск Ф1ПЭ Москва	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	200/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU327 рег. № 19495-03	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	200/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	200/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
7	ТП Подольск Ввод-2 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
8	ТП Подольск Ввод-3.2 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ТП Подольск ПВ2 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU327 пер. № 19495-03	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСБ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1		
10	ТП Подольск ПВ3.2 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	1500/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1		
11	ТП Подольск ТСН2 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	100/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	100/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ТП Подольск Ф2ПЭ Столбовая 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	200/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14 RTU327 рег. № 19495-03	ССБ-1Г рег. № 58301-14 УСБ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	200/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	200/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
13	ТП Подольск Ф3ПЭ Москва 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-6-07	0,2	6000/100	59814-15		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
14	ТП Подольск Ф1СЦБ 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	75/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	75/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	75/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-6	0,2	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-6	0,2	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-6	0,2	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ТП Подольск Ф2СЦБ 6кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	75/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	75/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	75/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-6	0,2	(6000/√3)/(100/√3)	69604-17	RTU327 рег. № 19495-03	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-6	0,2	(6000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-6	0,2	(6000/√3)/(100/√3)	69604-17		
		Счетчик	A1802RLQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
ТП Салтыковская									
16	ТП Салтыковская Ввод-1 35кВ Восточный	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	750/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССВ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	750/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	750/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-20		
17	ТП Салтыковская ПВЗ-35	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17	RTU327 рег. № 19495-03	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ТП Салтыковская ПВ1-35	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU327 пер. № 19495-03	ССВ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1		
19	ТП Салтыковская Т-1 35кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	150/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1		
20	ТП Салтыковская Ввод-2 35кВ Западный	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	750/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	750/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	750/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ТП Салтыковская Т-2 35кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	150/5	69606-17	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU327 пер. № 19495-03	ССВ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	0,2S	150/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-20			
22	ТП Салтыковская ПВ2-35	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100			
		ТН	В				70747-18		
		ТН	С						
Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			
23	ТП Салтыковская ПВ4-35	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	0,2S	300/5	69606-17		
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-35	0,2	35000/100	70747-18		
		ТН	В						
		ТН	С						
Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11			

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ТП Салтыковская ФЗ-10 АСУКУПЭ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU327 пер. № 19495-03	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
25	ТП Салтыковская Ф1ПЭ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1805RAL-P4GB-DW-4		0,5S/1,0	1	31857-11		
26	ТП Салтыковская ТСН1-10	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-20		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ТП Салтыковская Ввод-1 10кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	400/5	69606-17	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU327 пер. № 19495-03	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	400/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	400/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-20		
28	ТП Салтыковская ТСН2-10	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	75/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-20		
29	ТП Салтыковская Ввод-2 10кВ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	400/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	400/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	400/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-20		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ТП Салтыковская Ф2ПЭ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17	ЭКОМ-3000 пер. № 17049-14 RTU327 пер. № 19495-03	ССБ-1Г пер. № 58301-14 УСВ-3 пер. № 51644-12
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	150/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
31	ТП Салтыковская Ф3ПЭ	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	100/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	100/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,2S	100/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-10	0,2	$(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		
32	ТП Салтыковская Ф1СЦБ-6	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	50/5	69606-17		
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	50/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	50/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	0,5	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	0,5	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	0,5	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALXQ-P4GB-DW-4		0,2S/0,5	1	31857-11		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ТП Салтыковская Ф2СЦБ-6	ТТ	А	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	50/5	69606-17	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	ССБ-1Г рег. № 58301-14
		ТТ	В	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	50/5	69606-17		
		ТТ	С	ТОЛ-НТЗ-10-11С	0,5S	50/5	69606-17		
		ТН	А	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	0,5	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17	RTU327 рег. № 19495-03	УСВ-3 рег. № 51644-12
		ТН	В	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	0,5	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		ТН	С	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	0,5	$(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	69604-17		
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4			0,2S/0,5	1	31857-11	

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 2, – 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 – 4, 6 – 10, 12, 13 16 – 24, 26 – 31 (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
5, 11, 14, 15 (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
25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,6	1,1	1,1
32, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 6 – 10, 12, 13 16 – 24, 26 – 31 (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
5, 11, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
25 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,3	1,3
	0,5	1,9	1,8	1,2	1,2
32, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

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	2	3	4	5	6
1 – 4, 6 – 10, 12, 13 16 – 24, 26 – 31 (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
5, 11, 14, 15 (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
25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,9	1,5	1,4	1,4
	0,8	2,0	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,5	2,2	1,9	1,9
32, 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4, 6 – 10, 12, 13 16 – 24, 26 – 31 (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
5, 11, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,8	2,2	2,2
	0,5	2,7	1,9	1,7	1,7
25 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,8	3,7	3,4	3,4
	0,5	3,6	3,5	3,3	3,3
32, 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электрической энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от +5 до +35 от +5 до +35 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU327: - 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 75000 40000 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
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11С	75 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-35-12АБ	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-35-11АБ	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-6-07	2 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-35	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6-И	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	19 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RLQ-P4GB-DW-4	11 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU327	2 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Формуляр	71319484.411711.001.30.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) тяговых подстанций Московской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Московской области», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

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

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»)

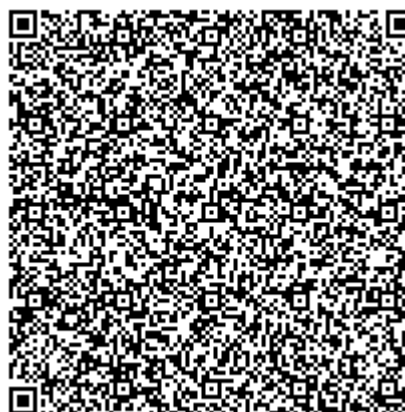
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83743-21

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс программно-технический для учета объема и контроля параметров качества электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (ПТК УККЭ)

Назначение средства измерений

Комплекс программно-технический для учета объема и контроля параметров качества электроэнергии с использованием МЭК 61850-9-2 (ПТК УККЭ) (далее – Комплекс) предназначен для:

- измерения напряжения и силы переменного тока;
- измерения, контроля и регистрации электрической энергии в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях, и системах электроснабжения переменного тока с номинальной частотой 50 Гц с отображением результатов измерений и предоставления их в цифровой форме;
- измерения, активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени в однофазных и трехфазных сетях переменного тока;
- измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
- реализации функции устройства сопряжения (измерения синхронизированных векторов напряжения и силы переменного тока).

Описание средства измерений

Принцип действия ПТК УККЭ основан в аналого-цифровом преобразовании входных аналоговых сигналов силы и напряжения переменного тока частотой 50 Гц (устройства ПАС) с последующей математической и алгоритмической обработкой измеренных величин для вычисления мощности, энергии, ПКЭ и т.д. (устройства ТЭЗ).

Полученные результаты с ПАС передаются через коммуникационные интерфейсы устройства (Ethernet LAN) в виде выборок мгновенных значений SV. Устройства ПАС являются устройствами сопряжения.

Принцип действия ТЭЗ основан на приеме выборок мгновенных значений SV по профиль 9-2 LE или корпоративному профилю ПАО «ФСК ЕЭС». Полученные результаты после математической и алгоритмической обработки, включая результаты измерений количества и параметров качества электрической энергии, сохраняются в памяти устройств ТЭЗ и передаются через коммуникационные интерфейсы ТЭЗ (Ethernet LAN).

Комплекс относится к классу микропроцессорных программируемых измерительно-вычислительных устройств. Комплекс состоит из наборов электронных блоков:

- устройств преобразователей аналоговых сигналов в цифровые потоки (далее ПАС) для разных номинальных токов и напряжений, поставляются отдельные блоки;
- устройств измерения количества электрических величин (далее ТЭЗ) как модули в составе шасси объединения.

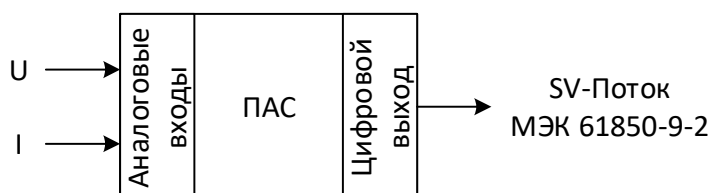
Коммуникационная связь между устройствами, входящими в состав Комплекса, и внешними устройствами, обеспечивается Ethernet коммутаторами 100/1000Base-T.

Принцип действия устройств ПАС состоит в аналого-цифровом преобразовании входных аналоговых сигналов силы и напряжения переменного тока. Полученные результаты передаются через коммуникационные интерфейсы устройства (Ethernet LAN) в виде выборок мгновенных значений в соответствии с требованиями МЭК 61850-9-2 (IEC 61850-9-2 Sampled Values). Устройства ПАС являются устройствами сопряжения (SAMU) согласно IEC 61869-13.

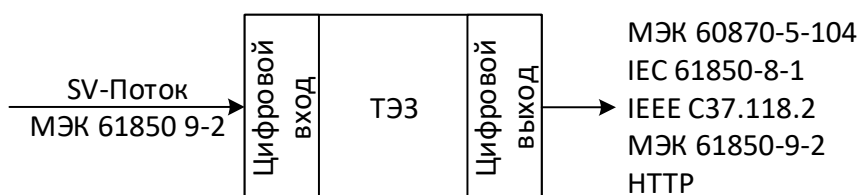
Принцип действия устройств ТЭЗ основан на приеме входных потоков цифровых данных о напряжении и силе переменного тока (выборок мгновенных значений SV по МЭК 61850-9-2) и их последующей математической и алгоритмической обработкой. Полученные результаты, включая результаты измерений количества и параметров качества электрической энергии, сохраняются в памяти устройств ТЭЗ и передаются через коммуникационные интерфейсы ТЭЗ (Ethernet LAN). Комплексы обеспечивают непрерывный режим работы без ограничения длительности.

Ниже представлены варианты включения в измерительный канал (ИК):

Измерительный канал ПАС



Измерительный канал ТЭЗ



Измерительный канал ПАС + ТЭЗ

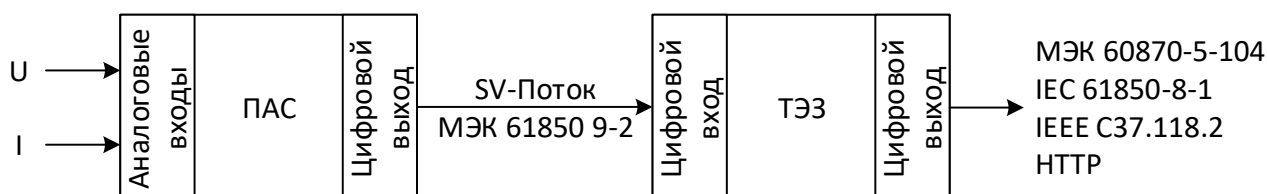




Рисунок 1 – Общий вид устройства ПАС



Рисунок 2 – Общий вид устройства ТЭЗ

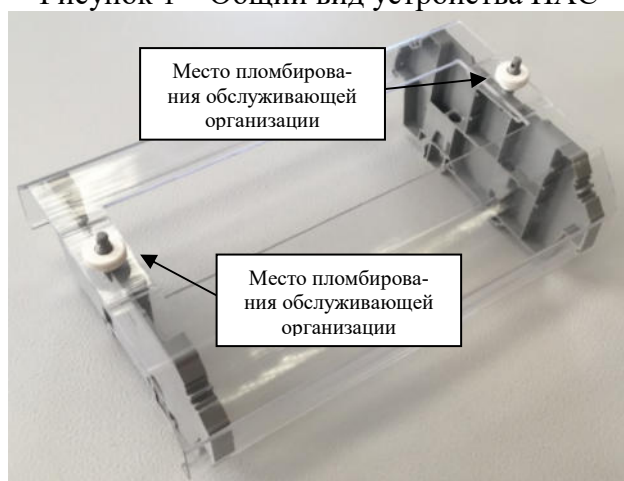


Рисунок 3 – Крышка для защиты ПАС от НСД

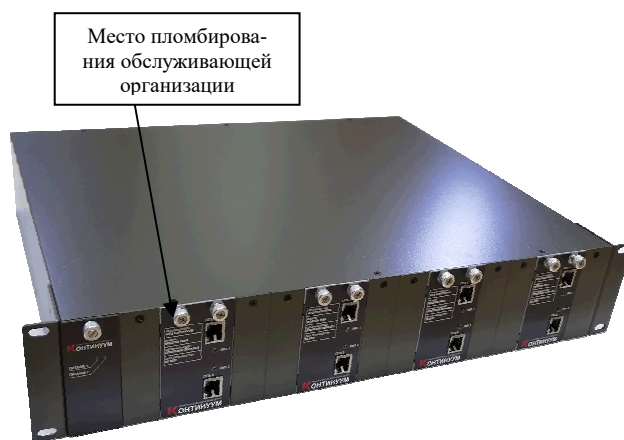


Рисунок 4 – Общий вид устройств ТЭЗ в составе шасси объединения



Рисунок 5 – Общий вид Комплекса

В таблице 1 указаны методы (расчетные формулы или ссылки на ГОСТ) в части измеряемых Комплексом параметров.

Таблица 1 – Методы (расчетные формулы или ссылки на ГОСТ) для измеряемых параметров Комплекса

Наименование параметра	Метод (ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра)
1 Среднеквадратическое значение напряжения (U), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
2 Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
3 Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
4 Частота (f), Гц	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
5 Кратковременная доза фликера (P_{st}), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ Р 51317.4.15-2012
6 Длительная доза фликера (P_{lt}), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ Р 51317.4.15-2012
7 Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка ($K_{U(n)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
8 Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K_U), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
9 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
10 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U}), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
11 Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
12 Глубина провала напряжения ($\delta U_{п}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
13 Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{пер}$), с	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
14 Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{пер}$), с	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
15 Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
16 Установившееся отклонение напряжения, (δU_y), %	ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 8.655-2009
17 Напряжение, меньшее номинала, ($U_{m(-)}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
18 Напряжение, большее номинала, ($U_{m(+)}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
19 Отклонение частоты (Δf), Гц	ГОСТ 32144-2013
20 С.к.з. напряжения основной частоты ($U_{(1)}$), В	ГОСТ 8.655-2009
21 С.к.з. напряжения с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($U_{(1-50)}$), В	$U_{(1-50)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_{sg,n}^2}$
22 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения с учетом влияния всех гармоник до 50 порядка ($K_{U(2-50)}$), %	$K_{U(1-50)} = \frac{1}{U_{sg,1}} \sqrt{\sum_{n=2}^{50} U_{sg,n}^2} \cdot 100$
23 С.к.з. n-ой гармонической подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{sg,n}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
24 Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения (THDS _U), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
25 С.к.з. m-ой интергармонической центрированной подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{isg,m}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
26 Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения (до 50 порядка) ($\varphi_{Usg,n}$), °	ГОСТ 8.655-2009
27 Угол фазового сдвига между напряжениями (фазными/линейными) основной частоты (φ_U), °	ГОСТ 8.655-2009
28 Значение напряжения прямой последовательности (U_1), В	$U_1 = \frac{1}{3} \left U_A + e^{i\frac{2\pi}{3}} U_B + e^{i\frac{4\pi}{3}} U_C \right $

Наименование параметра	Метод (ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра)
29 Значение напряжения обратной последовательности (U_2), В	$U_2 = \frac{1}{3} \left U_A + e^{i\frac{4\pi}{3}} U_B + e^{i\frac{2\pi}{3}} U_C \right $
30 Значение напряжения нулевой последовательности (U_0), В	$U_0 = \frac{1}{3} U_A + U_B + U_C $
31 С.к.з. силы тока, (I), А	ГОСТ 8.655-2009
32 С.к.з. силы тока с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($I_{(1-50)}$), А	$I_{(1-50)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_{sg,n}^2}$
33 С.к.з. силы тока основной частоты, ($I_{(1)}$), А	ГОСТ 8.655-2009
34 Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности, (K_{2I}), %	$K_{2I} = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100$
35 Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности, (K_{0I}), %	$K_{0I} = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100$
36 С.к.з. n-ой гармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{sg,n}$), А	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
37 С.к.з. m-ой интергармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{isg,m}$), А	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
38 Угол фазового сдвига между 1-ой и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{isg,n}$), °	ГОСТ 8.655-2009
39 Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_I), °	ГОСТ 8.655-2009
40 Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
41 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока, (K_I), %	ГОСТ 8.655-2009
42 Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока до 50 порядка ($K_{I(n)}$), %	ГОСТ 8.655-2009
43 Значение силы тока прямой последовательности (I_1), А	$I_1 = \frac{1}{3} \left I_A + e^{i\frac{2\pi}{3}} I_B + e^{i\frac{4\pi}{3}} I_C \right $
44 Значение силы тока обратной последовательности (I_2), А	$I_2 = \frac{1}{3} \left I_A + e^{i\frac{4\pi}{3}} I_B + e^{i\frac{2\pi}{3}} I_C \right $
45 Значение силы тока нулевой последовательности (I_0), А	$I_0 = \frac{1}{3} I_A + I_B + I_C $
46 Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) ($\varphi_{UI(n)}$), °	ГОСТ 8.655-2009
47 Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	ГОСТ 8.655-2009
48 Угол фазового сдвига между напряжением и током прямой последовательности (φ_{UII}), °	ГОСТ 8.655-2009
49 Угол фазового сдвига между напряжением и током обратной последовательности (φ_{UI2}), °	ГОСТ 8.655-2009
50 Угол фазового сдвига между напряжением и током нулевой последовательности (φ_{UI0}), °	ГОСТ 8.655-2009
51 Активная мощность (P), Вт	ГОСТ 8.655-2009

Наименование параметра	Метод (ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра)
52 Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($P_{(1-50)}$), Вт	$P_{(1-50)} = \sum_{n=1}^{50} U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \cos \varphi_{UI(n)}$
53 Активная мощность основной частоты, ($P_{(1)}$), Вт	$P_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1} \cdot \cos \varphi_{UI}$
54 Активная мощность n-й гармонической составляющей (до 50 порядка) ($P_{(n)}$), Вт	$P_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \cos \varphi_{UI(n)}$
55 Активная мощность прямой последовательности, ($P_{1(1)}$), Вт	$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_{U1I1}$
56 Активная мощность обратной последовательности, ($P_{2(1)}$), Вт	$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_{U2I2}$
57 Активная мощность нулевой последовательности, ($P_{0(1)}$), Вт	$P_0 = U_0 \cdot I_0 \cdot \cos \varphi_{U0I0}$
58 Реактивная мощность (Q), вар	ГОСТ 8.655-2009
59 Реактивная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($Q_{(1-50)}$), вар	$Q_{(1-50)} = \sum_{n=1}^{50} U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \sin \varphi_{UI(n)}$
60 Реактивная мощность основной частоты ($Q_{(1)}$), вар	$Q_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1} \cdot \sin \varphi_{UI}$
61 Реактивная мощность n-ой гармонической составляющей, ($Q_{(n)}$), вар	$Q_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \sin \varphi_{UI(n)}$
62 Реактивная мощность прямой последовательности, ($Q_{1(1)}$), вар	$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_{U1I1}$
63 Реактивная мощность обратной последовательности, ($Q_{2(1)}$), вар	$Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sin \varphi_{U2I2}$
64 Реактивная мощность нулевой последовательности, ($Q_{0(1)}$), вар	$Q_0 = U_0 \cdot I_0 \cdot \sin \varphi_{U0I0}$
65 Полная мощность, (S), В·А	ГОСТ 8.655-2009
66 Полная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($S_{(1-50)}$), В·А	$S_{(1-50)} = U_{(1-50)} \cdot I_{(1-50)}$
67 Полная мощность основной частоты, ($S_{(1)}$), В·А	$S_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1}$
68 Полная мощность n-й гармонической составляющей, ($S_{(n)}$), В·А	$S_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n}$
69 Полная мощность прямой последовательности, ($S_{1(1)}$), В·А	$S_1 = U_1 \cdot I_1$
70 Полная мощность обратной последовательности, ($S_{2(1)}$), В·А	$S_2 = U_2 \cdot I_2$
71 Полная мощность нулевой последовательности, ($S_{0(1)}$), В·А	$S_0 = U_0 \cdot I_0$
72 Коэффициент мощности, $K_M(\cos \varphi)$, отн. ед.	$K_M = \frac{P}{S}$
73 Активная энергия, (W_p), кВт·ч	ГОСТ 31819.22-2012 класс 0,2S
74 Активная энергия первой гармоники, ($W_{P(1)}$), кВт·ч	$W_{P(1)} = \sum P_{(1)} \cdot \Delta t$
75 Активная энергия прямой последовательности, ($W_{P1(1)}$), кВт·ч	$W_{P1(1)} = \sum P_{1(1)} \cdot \Delta t$
76 Реактивная энергия, (W_Q), квар·ч	ГОСТ 31819.23-2012 класс 1
77 Реактивная энергия первой гармоники, ($W_{Q(1)}$), квар·ч	$W_{Q(1)} = \sum Q_{(1)} \cdot \Delta t$
78 Реактивная энергия прямой последовательности, ($W_{Q1(1)}$), квар·ч	$W_{Q1(1)} = \sum Q_{1(1)} \cdot \Delta t$
79 Полная энергия, (W_S), кВ·А·ч	$W_S = \sum S \cdot \Delta t$
80 Полная энергия первой гармоники, ($W_{S(1)}$), кВ·А·ч	$W_{S(1)} = \sum S_{(1)} \cdot \Delta t$

Наименование параметра	Метод (ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра)
81 Полная энергия прямой последовательности, ($W_{S1(1)}$), кВ·А·ч	$W_{S1(1)} = \sum S_{1(1)} \cdot \Delta t$
82 Синхронизированные векторы напряжения: действующее значение основной гармоники фазного напряжения (U_a, U_b, U_c), В; абсолютный фазный угол напряжения ($\delta U_a, \delta U_b, \delta U_c$), °	Стандарт на устройства синхронизированных векторных измерений, класс Р
83 Синхронизированные векторы тока: действующее значение основной гармоники силы тока (I_a, I_b, I_c), А; абсолютный фазный угол силы тока ($\delta I_a, \delta I_b, \delta I_c$), °	Стандарт на устройства синхронизированных векторных измерений, класс Р
84 Частота пофазно и прямой последовательности (векторные измерения) (f_a, f_b, f_c, f_{U1}), Гц	Стандарт на устройства синхронизированных векторных измерений, класс Р
85 Скорость изменения частоты ROCOF (векторные измерения) ($df_a/dt, df_b/dt, df_c/dt$), Гц/с	Стандарт на устройства синхронизированных векторных измерений, класс Р

Комплекс также обеспечивает формирование профиля нагрузки (в т.ч. значений минимальной, максимальной и усредненной активной/реактивной мощности) с программируемым временем интегрирования в диапазоне от 1 до 60 мин. с сохранением профилей во внутренней памяти устройств Комплекса.

При отключении электропитания Комплекс сохраняет настройки конфигурации и накопленные данные в энергонезависимой памяти, функционирование которой не зависит от длительности отсутствия электропитания.

При восстановлении электропитания Комплекс автоматически восстанавливает работоспособность, включая функционирование интерфейсов передачи данных.

Синхронизация внутренних часов устройств, входящих в состав Комплекса, осуществляется через коммуникационные интерфейсы по одному из следующих протоколов:

- протокол NTP (обеспечен для ТЭЗ);
- протокол РТР (обязателен для синхронизации ПАС).

Устройства, входящие в состав Комплекса, осуществляют измерение текущего времени в рамках национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU). Возможна как внешняя ручная, так и автоматическая коррекция (синхронизация) внутренних часов при наличии внешней синхронизации. Средства конфигурирования позволяют установить локальный часовой пояс, соответствующий географическому месту установки Комплекса. Внутренние энергонезависимые часы устройств, входящих в состав Комплекса, обеспечивают ведение текущего времени (до тысячных долей секунд включительно) и календарной даты (день, месяц, год) а также возможность автоматического переключения на зимнее/летнее время.

Настройки, архивы измерений, архивы функции учета электроэнергии, журналы событий хранятся в энергонезависимой памяти устройств, входящих в состав Комплекса, защищенной от несанкционированного изменения и обеспечивающей длительность сохранения информации при отключенном питании не менее 3,5 лет. Во время функционирования обеспечивается ежесуточное тестирование памяти устройств, входящих в состав Комплекса.

Номенклатура входных аналоговых интерфейсов устройств ПАС в части каналов напряжения и тока:

- входы измерения напряжения, состоящие из трех каналов объединенные в одну группу и рассчитанные на номинальное среднеквадратичное значение фазных/межфазных напряжений приведены в таблице 3.
- входы измерения тока, состоящие из трех каналов и рассчитанные на номинальное среднеквадратичное значение тока приведены в таблице 3.

Каналы входных аналоговых интерфейсов гальванически изолированы между собой и изолированы от частей Комплекса, доступных для пользователя. Конструкция входных аналоговых интерфейсов обеспечивает надежное механическое крепление и электрических контакт подключаемых проводов.

Потребляемая мощность по каждому измерительному каналу тока и каждому измерительному каналу напряжения приведены в таблице 8.

Номенклатура цифровых интерфейсов устройств ТЭЗ:

- 2 резервированных коммуникационных интерфейса Ethernet 100/1000BASE-T с поддержкой профилей 9-2 LE и корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС».

Коммуникационные интерфейсы предназначены для подключения к информационным системам для передачи результатов измерений, диагностических данных, данных самоописания, а также выполняют функции служебного интерфейса для выполнения операций конфигурирования, настройки и изменения режимов функционирования, параметрирования средств обеспечения сетевой безопасности. Отдельные функции могут быть заблокированы для использования через указанные пользователем типы коммуникационных интерфейсов. По цифровым интерфейсам обеспечивается возможность дистанционного считывания измерительной информации с метками времени измерения, а также удаленного доступа и параметрирования. При этом Комплекс может также являться инициатором связи.

Передача данных через коммуникационные интерфейсы не оказывает влияния на выполнение остальных функций Комплекса, включая измерительные функции.

Результаты измерений и служебная информация доступна через коммуникационные интерфейсы по следующим протоколам:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- передача данных MMS и GOOSE;
- векторные измерения с темпом выдачи кадров СВИ 1,10,25,50 в секунду;
- HTTP.

Открытые международные протоколы связи ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, передача данных MMS и GOOSE, векторные измерения с темпом выдачи кадров СВИ 1,10,25,50 в секунду используются Комплексом для передачи текущих результатов измерений, включая параметры электросети, показатели качества электроэнергии (ПКЭ), данные самодиагностики и самоописания. Профили протоколов приведены в эксплуатационной документации на Комплекс.

Протокол HTTP используется для реализации встроенного WEB сервера, обеспечивающего удобный доступ к данным измерений, средствам конфигурирования и прочим данным о Комплексе и устройстве, входящих в состав Комплекса. Доступ к WEB серверу обеспечивается через коммуникационные интерфейсы типа Ethernet при использовании стандартных средств просмотра HTTP ресурсов (браузеры). Описание WEB интерфейса приведено в соответствующей эксплуатационной документации.

Специализированный протокол передачи данных предназначен для:

- передачи текущих результатов измерений;
- передачи накопленных данных измерений;
- передачи журналов событий;
- передачи статистической информации;
- передачи данных самоописания;
- обеспечения средств конфигурирования и настройки, включая средства обеспечения сетевой безопасности.

Доступ к Комплексу через специализированный протокол передачи данных осуществляется с использованием дополнительного программного обеспечения, поставляемого изготовителем.

В Комплексах обеспечивается ведение «журнала событий», с возможностью хранения не менее 1000 записей с фиксацией даты и времени наступления и окончания событий, в том числе:

- изменение конфигурации;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

- факт коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени на которую было скорректировано устройство;
- нарушение фазировки;
- снятие пароля;
- факт связи со счетчиком, приведшим к изменению данных;
- попытка несанкционированного доступа (снятие пломбы);
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- нарушение синхронизации в потоке SV;
- пропадание потока SV.

Маркировка соответствует требованиям ГОСТ 25372-95 и ГОСТ 31818.11-2012

Комплекс является восстанавливаемым изделием. Ремонт осуществляется изготовителем, либо уполномоченным им сервисным центром. Среднее время восстановления работоспособности Комплекса путем замены из ЗИП, включая конфигурирование, не превышает 2 часов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение Комплекса является встроенным и обеспечивает функционирование Комплекса, включая измерение и вычисление метрологических величин, прием и передачу данных, отображение данных в человеко-машинном интерфейсе.

В части защиты от несанкционированного доступа программное обеспечение Комплексов предусматривает наличие паролей различных уровней доступа, отличающихся набором разрешенных операций и объемом предоставляемых данных, включая разделение доступа к данным и операций по конфигурированию Комплексов, коррекции времени, настройки интерфейсов передачи данных, изменения параметров контролируемых сигналов, настройки параметров безопасности.

Встроенное программное обеспечение состоит из двух частей:

- метрологически значимая часть встраиваемого программного обеспечения;
- сервисная часть встраиваемого программного обеспечения.

Помимо встроенного программного обеспечения совместно с Комплексом может предоставляться дополнительное программное обеспечение служебного назначения, обеспечивающее удобную форму предоставления результатов измерений, хранения результатов измерений, конфигурирование Комплексов и т.д. Программное обеспечение служебного назначения не выполняет метрологически значимых операций.

Характеристики метрологически значимой части встроенного программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО устройств ПАС	pas_dspimage
Номер версии (идентификационный номер ПО) устройств ПАС	1.5
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм md5) устройств ПАС	4dfb382d3d92438ed82a8cd58c6e09b1
Идентификационное наименование ПО устройств ТЭЗ	pqi_dspimage
Номер версии (идентификационный номер ПО) устройств ТЭЗ	1.5
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм md5) устройств ТЭЗ	bfa1e4b88664eacb4de849f683c24884

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

Метрологические и технические характеристики

Номинальные значения и диапазоны измеряемых входных сигналов напряжения, тока и частоты приведены в таблице 3. Указанные в таблице 3 характеристики относятся к измерительным каналам ИК ПАС и ИК ПАС+ТЭЗ.

Таблица 3 – Номинальные значения и диапазоны измеряемых входных сигналов напряжения, тока и частоты

Наименование характеристики	Значение	
Номинальное значение напряжения (с.к.з.):	100	400
– фазное ($U_{ф.ном}$), В	$U_{ф.ном} = 57,73$	$U_{ф.ном} = 230$
– линейное (междуфазное) ($U_{л.ном}$), В	$U_{л.ном} = 100$	$U_{л.ном} = 400$
Номинальное значение силы переменного тока (с.к.з.) ($I_{ном}$), А	$I_{ном} = 1$ или $I_{ном} = 5$	
Диапазон преобразований и измерений с.к.з. напряжения (фазное/линейное) переменного тока, В	$(от\ 0,01\ до\ 2,0) \cdot U_{ф/л.ном}$	
Диапазон преобразований и измерений с.к.з. силы переменного тока, А	$(от\ 0,01\ до\ 1,5) \cdot I_{ном}$	
Диапазон преобразований и измерений частоты основной гармоники переменного тока, Гц	от 42,5 до 57,5	

Пределы допускаемой основной погрешности измерений показателей качества электрической энергии (ПКЭ) соответствуют значениям, приведенным в таблице 4. Указанные в таблице 4 характеристики относятся к измерительным каналам ИК ТЭЗ и ИК ПАС+ТЭЗ.

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной погрешности измерений показателей качества электрической энергии и электрических величин

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Среднеквадратическое значение напряжения (U), В	$(от\ 0\ до\ 2,0) U_{ном}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$), % ²⁾	от 0 до 100	$\Delta = \pm 0,1$	
Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), % ²⁾	от 0 до 90	$\Delta = \pm 0,1$	
Частота (f), Гц	от 42,5 до 57,5	$\Delta = \pm 0,01$	
Отклонение частоты (Δf), Гц	от -7,5 до 7,5	$\Delta = \pm 0,01$	
Кратковременная доза фликера (P_{st}), отн.ед.	от 0,2 до 10	$\delta = \pm 5 \%$	
Длительная доза фликера (P_{lt}), отн.ед.	от 0,2 до 10	$\delta = \pm 5 \%$	
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка ($K_{U(n)}$), % ³⁾	от 0,05 до 30	$\Delta = \pm 0,05$ ($K_{U(n)} < 1 \%$)	
		$\delta = \pm 5,0 \%$ ($1\% \leq K_{U(n)} < 30\%$)	
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K_U), %	от 0,1 до 30	$\Delta = \pm 0,05$ ($0,1\% \leq K_U < 1\%$)	
		$\delta = \pm 5,0 \%$ ($1\% \leq K_U < 30\%$)	

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$	
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$	
Длительность провала напряжения (Δt_n), с	от 0,02 до 60	$\Delta = \pm 0,02$	
Глубина провала напряжения (δU_n), %	от 10 до 99	$\Delta = \pm 0,2$	
Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{\text{пер}}$), с	от 0,02 до 60	$\Delta = \pm 0,02$	
Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{\text{пер}}$), с	от 0,02 до 60	$\Delta = \pm 0,02$	
Коэффициент временного перенапряжения ($K_{\text{пер}}$), отн.ед.	от 1,1 до 2,0	$\Delta = \pm 0,002$	
Установившееся отклонение напряжения, (δU_y), % ²⁾	от -90 до 100	$\Delta = \pm 0,1$	
Напряжение, меньшее номинала, $U_{m(-)}, B^2)$	(от 10 до 100) % от $U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Напряжение, большее номинала, $U_{m(+)}, B^2)$	(от 100 до 200) % от $U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. напряжения основной частоты ($U_{(1)}$), В	(от 10 до 150) % от $U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. напряжения с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($U_{(1-50)}$), В ³⁾	(от 0,1 до 2,0) $U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения ($THDu_{(2-50)}$) (Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения с учетом влияния всех гармоник до 50 порядка)	от 0,001 до 0,3	$\Delta = \pm 0,05$	$0,001 \leq THDu_{(2-50)} \leq 0,01$
		$\delta = \pm 5,0 \%$	$0,01 \leq THDu_{(2-50)} \leq 0,3$
С.к.з. n-ой гармонической подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{sg,n}$), В ^{3) 5)}	(от 0 до 0,3) $\cdot U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$U_{sg,n} < 0,01 U_{\text{ном}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$U_{sg,n} \geq 0,01 U_{\text{ном}}$
Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения ($THDS_U$), отн.ед.	от 0,001 до 0,3	$\Delta = \pm 0,0005$	$0,001 \leq THDS_U < 0,01$
		$\delta = \pm 5 \%$	$0,01 \leq THDS_U < 0,3$
С.к.з. m-ой интергармонической централизованной подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{isg,m}$), В ^{10) 6)}	(от 0 до 0,3) $\cdot U_{\text{ном}}$	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$U_{isg,m} < 0,01 U_{\text{ном}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$U_{isg,m} \geq 0,01 U_{\text{ном}}$
Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения (до 50 порядка) ($\varphi_{Usg,n}$), ° ³⁾	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 1$	$K_{U(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$1 \leq K_{U(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 10$	$0,2 \leq K_{U(n)} < 1$
Угол фазового сдвига между напряжениями (фазными/линейными) основной частоты (φ_U), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,1$	$0,8 \cdot U_{\phi/\text{л.ном}} \leq U_{\phi/\text{л}} \leq 1,2 \cdot U_{\phi/\text{л.ном}}$

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Значение напряжения прямой последовательности (U_1), В	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Значение напряжения обратной последовательности (U_2), В	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Значение напряжения нулевой последовательности (U_0), В	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
С.к.з. силы тока, (I), А	(от 0,01 до 1,5)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. силы тока с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($I_{(1-50)}$), А ³⁾	(от 0,01 до 1,5)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. силы тока основной частоты, (I_1), А	(от 0,01 до 1,5)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности, (K_{2I}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$	
Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности, (K_{0I}), %	от 0 до 20	$\Delta = \pm 0,15$	
С.к.з. n-ой гармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{sg,n}$), А ^{3) 8)}	(от 0 до 0,3)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$I_{sg,n} < 0,03 \cdot I_{НОМ}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$I_{sg,n} \geq 0,03 \cdot I_{НОМ}$
С.к.з. m-ой интергармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{isg,m}$), А ^{4) 9)}	(от 0 до 0,3)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$I_{isg,m} < 0,03 \cdot I_{НОМ}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$I_{isg,m} \geq 0,03 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{Isg,n}$), ° ³⁾	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 1$	$K_{I(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$1 \leq K_{I(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 10$	$0,2 \leq K_{I(n)} < 1$
Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_I), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I), отн.ед.	от 0,001 до 0,6	$\Delta = \pm 0,0015$	$0,001 \leq THDS_I < 0,03$
		$\delta = \pm 5 \%$	$0,03 \leq THDS_I < 0,6$
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока (THDI) (Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока)	от 0,001 до 0,6	$\Delta = \pm 0,0015$	$0,001 \leq THDI < 0,03$
		$\delta = \pm 5 \%$	$0,03 \leq THDI < 0,6$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока до 50 порядка ($K_{I(n)}$), % ³⁾	от 0,05 до 30 при $2 \leq n \leq 10$ от 0,05 до 20 при $10 < n \leq 20$ от 0,05 до 10 при $20 < n \leq 30$ от 0,05 до 5 при $30 < n \leq 50$	$\Delta = \pm 0,15 \%$	$K_{I(n)} < 3,0 \%$
		$\delta = \pm 5,0 \%$	$K_{I(n)} \geq 3,0 \%$
С.к.з. силы тока прямой последовательности (I_1), А	(от 0,01 до 1,5)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
С.к.з. силы тока обратной последовательности (I_2), А	(от 0,01 до 1,5)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
С.к.з. силы тока нулевой последовательности (I_0), А	(от 0,01 до 1,5)· $I_{НОМ}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) ($\varphi_{UI(n)}$), ° ³⁾	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 3$	$0,5 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $K_{I(n)} \geq 5, K_{U(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$0,5 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $1 \leq K_{I(n)} < 5$ $1 \leq K_{U(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 5$	$0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током прямой последовательности (φ_{UII}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током обратной последовательности (φ_{UI2}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током нулевой последовательности (φ_{UI0}), °	от -180° до 180°	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Активная мощность (P), Вт	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)
Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), (P ₍₁₋₅₀₎), Вт ³⁾	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Активная мощность основной частоты, (P ₁), Вт	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)
Активная мощность n-й гармонической составляющей (до 50 порядка) (P _(n)), Вт ³⁾	(от 0,003 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Активная мощность прямой последовательности, (P ₁₍₁₎), Вт	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 0,5 \%$	
Активная мощность обратной последовательности, (P ₂₍₁₎), Вт	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 0,5 \%$	
Активная мощность нулевой последовательности, (P ₀₍₁₎), Вт	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 0,5 \%$	

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Реактивная мощность (Q), вар	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) (Q ₍₁₋₅₀₎), вар ³⁾	(от 0,01 до 1,5)·U _{НОМ} ·I _{НОМ}	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Реактивная мощность основной частоты ($Q_{(1)}$), вар	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная мощность n-ой гармонической составляющей, ($Q_{(n)}$), вар ³⁾	(от 0,003 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Реактивная мощность прямой последовательности, ($Q_{1(1)}$), вар	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Реактивная мощность обратной последовательности, ($Q_{2(1)}$), вар	(от 0,01 до 0,1)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Реактивная мощность нулевой последовательности, ($Q_{0(1)}$), вар	(от 0,01 до 0,1)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность, S, В·А	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$
Полная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($S_{(1-50)}$), В·А ³⁾	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$
Полная мощность основной частоты, ($S_{(1)}$), В·А	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$
Полная мощность n-й гармонической составляющей, ($S_{(n)}$), В·А	(от 0,003 до 0,1)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Полная мощность прямой последовательности, ($S_{1(1)}$), В·А	(от 0,01 до 1,5)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность обратной последовательности, ($S_{2(1)}$), В·А	(от 0,01 до 0,1)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность нулевой последовательности, ($S_{0(1)}$), В·А	(от 0,01 до 0,1)· $U_{НОМ}$ · $I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Коэффициент мощности, $K_m(\cos \varphi)$, отн. ед.	от -1 до 1	$\Delta = \pm 0,01$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{НОМ}$

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Активная энергия, W_p , кВт·ч		$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)
Активная энергия первой гармоники, $W_{P(1)}$, кВт·ч		$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Активная энергия прямой последовательности, $W_{P(1)}$, кВт·ч		$\delta = 5 \%$	
Реактивная энергия, W_Q , квар·ч		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная энергия первой гармоники, $W_{Q(1)}$, квар·ч		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная энергия прямой последовательности, $W_{Q(1)}$, квар·ч		$\delta = \pm 5 \%$	
Полная энергия, W_S , кВ·А·ч		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,01 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,5 \cdot I_{НОМ}$

Наименование характеристики	Диапазон Измерений	Пределы допускаемой погрешности измерений ^{1) 4)}	Дополнительные Условия
Полная энергия первой гармоники, $W_{S(1)}$, кВт·А·ч		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 \cdot U_{ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ном}$ $0,01 \cdot I_{ном} \leq I < 1,5 \cdot I_{ном}$
Полная энергия прямой последовательности, $W_{S1(1)}$, кВт·А·ч		$\delta = \pm 5 \%$	

¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ , % – относительная; γ , % – приведенная
²⁾ Относительно U_n равного номинальному U_n или согласованному $U_{согл}$ значению напряжения по ГОСТ 32144-2013
³⁾ Номер гармонической подгруппы n от 2 до 50 порядка в соответствии с ГОСТ 30804.4.7-2013
⁴⁾ При использовании в качестве входных данных цифрового потока, указанные характеристики действительны для профиля с количеством выборок 256 или 288 на период.
⁵⁾ Среднеквадратическое значение напряжения гармонических составляющих $U_{(n)}$
⁶⁾ Среднеквадратическое значение напряжения интергармонических составляющих $U_{(h)}$
⁷⁾ Пределы допускаемой приведенной погрешности в диапазоне измерения $(0 \dots 1,5) \cdot I_{ном}$
⁸⁾ Среднеквадратическое значение n -й гармонической составляющей тока $I_{(n)}$
⁹⁾ Среднеквадратическое значение h -й интергармонической составляющей тока $I_{(h)}$
¹⁰⁾ Номер интергармонической подгруппы m от 1 до 49 в соответствии с ГОСТ 30804.4.7-2013

Перечень метрологических характеристик при измерении электрических величин приведен в таблице 5. Указанные в таблице 5 характеристики относятся к измерительным каналам Комплекса.

Таблица 5 – Метрологические характеристики при измерении электрической энергии

Наименование характеристики	Значение
Количество выборок за период (приём ¹⁾ , передача ²⁾): – профиль 9-2 LE – корпоративный профиль ПАО «ФСК ЕЭС»	256 288
Погрешность хода часов, с/сут, при 25 °С, при питании от резервной батареи, не более	± 1
Отклонение времени внутренней синхронизации от всемирного координированного времени UTC при наличии внешней синхронизации по протоколу PTP, мкс, не более ¹⁾	± 1 (PTP)
Время преобразования сигнала, мкс, не более ¹⁾	100
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью (цепи измерения силы тока), В·А, не более ¹⁾	1,0
Полная мощность, потребляемая каждой параллельной цепью (цепи измерения напряжения), В·А, не более ¹⁾	1,0
Активная энергия принятая (A+) по n -ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012
Активная энергия отданная (A-) по n -ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012
Активная энергия суммарная ((A+)+(A-)) по n -ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012
Реактивная энергия по r -ому квадранту (Q_r) ($r = 1, 2, 3$ или 4) по n -ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012
Реактивная энергия принятая ($R+ = Q1+Q2$) по n -ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012

Наименование характеристики	Значение
Реактивная энергия отданная ($R- = Q3+Q4$) по n-ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012
Реактивная энергия суммарная ($(R+)+(R-)$) по n-ому тарифу ($n = 1, 2, \dots, 4, 0$ - суммарно по тарифам) ²⁾	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23-2012
Время усреднения при измерении приращения энергии (интервал учета), мин ²⁾	1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60
Стартовый ток (чувствительность) при учете активной энергии, А	$0,001 \cdot I_{ном}$
Стартовый ток (чувствительность) при учете реактивной энергии, А	$0,002 \cdot I_{ном}$
¹⁾ Метрологические характеристики при измерении электрической энергии ИК ПАС ²⁾ Метрологические характеристики при измерении электрической энергии ИК ТЭЗ, ИК ПАС+ТЭЗ	

Пределы допускаемой основной погрешности измерений векторных параметров (функция УСВИ) согласно классу Р (в аналоговом или цифровом виде) соответствуют значениям, приведенным в таблице 6.

Таблица 6 – Пределы допускаемой основной погрешности измерений векторных параметров

Влияющий параметр	Диапазон изменения входного параметра	Пределы допускаемой погрешности измерений векторных параметров (УСВИ) ^{1) 2)}
В статических условиях ³⁾		
Частота f, Гц	от 46 до 52	TVE ≤ 1 % (δ) FE ≤ 0,005 Гц (Δ) RFE ≤ 0,4 Гц/с (Δ) абсолютная погрешность измерения фазового угла Δφ ≤ 0,1 (Δ)
Напряжение U, В	(от 0,2 до 1,2) U _{ном}	
Ток I, А	(от 0,1 до 1,5) I _{ном}	
Фазовый угол φ, рад	от − π до +π	
Коэффициент n-й гармонической составляющей (от 2 до 50 гармоники) KU _(n) (единичная гармоника)	0,01 U _{ном}	
В динамических условиях ³⁾		
Модуляция амплитуды и фазы вектора (отдельно)	f _m = 0,1..2 Гц (f _{шаг} = 0,2 Гц)	При F _s ≥ 25: TVE ≤ 3 % (δ); FE ≤ 0,06 Гц (Δ); RFE ≤ 2,3 Гц/с (Δ)
		При F _s ≤ 10: TVE ≤ 3 % (δ); FE ≤ 0,03 Гц (Δ); RFE ≤ 0,6 Гц/с (Δ)
Линейное изменение частоты	f = 46..52 Гц (df/dt = ±1 Гц/с)	TVE ≤ 1 % (δ); FE ≤ 0,01 Гц (Δ); RFE ≤ 0,4 Гц/с (Δ); интервал исключения, с: большее из (2/F _s , 0,04 с)

Влияющий параметр	Диапазон изменения входного параметра	Пределы допускаемой погрешности измерений векторных параметров (УСВИ) ^{1) 2)}
Скачкообразное изменение амплитуды и фазы (отдельно)	амплитуда: $\pm 10\%$ ($k_a=0,1$) фаза: $\pm 10^\circ$ ($k_\varphi=\pm\pi/18$)	$TVE \leq 1\%$ (δ) при $T_{отклика} = 0,04$ с $FE \leq 0,005$ Гц (Δ) при $T_{отклика} = 0,09$ с $RFE \leq 0,4$ Гц/с (Δ) при $T_{отклика} = 0,12$ с $T_{реакции} \leq 0,25/F_s$ с перерегулирование $\epsilon \leq 5\%$
¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ , % – относительная; γ , % – приведенная ²⁾ Параметры TVE, FE, RFE, F_s , $T_{отклика}$, $T_{реакции}$, ϵ согласно стандарта на устройства синхронизированных векторных измерений. ³⁾ Условия тестирования задаются согласно стандарта на устройства синхронизированных векторных измерений.		

Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности при измерении параметров, за исключением значений энергии, не превышают 0,5 пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10°C отклонения температуры окружающей среды от нормального значения. Указанные пределы дополнительной температурной погрешности при измерении параметров относятся к измерительным каналам ИК ПАС и ИК ПАС+ТЭЗ.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений ПКЭ и электрических параметров обусловленной воздействием внешнего однородного постоянного или переменного (синусоидального изменяющегося во времени) магнитного поля напряженностью до 0,4 кА/м при самом неблагоприятном направлении и фазе магнитного поля, для соответствующего показателя КЭ или электрического параметра не превышают 0,5 предела допускаемой основной погрешности измерения соответствующего параметра.

Для измерительных каналов ИК ТЭЗ дополнительные погрешности, вызванные влиянием температуры, влажности, внешних магнитных полей, отсутствуют.

Таблица 7 – Основные технические характеристики Комплекса.

Наименование характеристики	Значение
Отклонение времени внутренних часов от всемирного координированного времени UTC при наличии внешней синхронизации по указанному протоколу, мс, не более	± 20
Отклонение времени внутренних часов устройств, входящих в состав Комплекса, от астрономического при наличии внешнего источника синхронизации NTP не превышает, мс, не более	± 20
Отклонение времени внутренних часов устройств, входящих в состав Комплекса, от астрономического при наличии внешнего источника синхронизации RTP не превышает, мкс, не более	± 1
Характеристики входов электропитания (основного и резервного): устройства ПАС, В переменного тока ($50 \pm 0,5$) Гц постоянного тока устройства ТЭЗ переменного тока частотой ($50 \pm 0,5$) Гц	от 90 до 264 от 130 до 370 от 90 до 264

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность по входам питания, не более устройства ПАС	
от цепи питания переменного тока, В·А	10
от цепи питания постоянного тока, Вт	10
устройства ТЭЗ	
от резервированного блока питания шасси, Вт	5
Диапазон рабочих температур, °С	
устройства ПАС	от - 10 до + 55
устройства ТЭЗ	от - 5 до + 40
Относительная влажность воздуха при 25 °С, %, не более	90
Предельный диапазон температур хранения и транспортирования, °С	от - 50 до + 55
Атмосферное давление, кПа	от 70 до 106,7
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более:	
устройства ПАС	220×200×100
устройства ТЭЗ	88 × 120 × 50
Масса устройств, кг, не более	
устройства ПАС	0,500
устройства ТЭЗ	0,200
Средняя наработка на отказ, ч	150 000
Средний срок службы, лет, не менее	25

Объем памяти и алгоритмы хранения обеспечивают глубину хранения полученных данных не менее 90 суток для ПКЭ, включая результаты измерений и вычислений на интервалах времени, определенных ГОСТ 32144-2013, статистических характеристик по ГОСТ 32144-2013, а также результатов усреднения непрерывно измеряемых контролируемых параметров на интервалах 1 и 30 минут.

Объем памяти и алгоритмы хранения обеспечивают глубину хранения не менее 90 суток для данных учета электроэнергии за 30 минутные и суточные интервалы времени и не менее 3 лет для данных учета электроэнергии за месяц.

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель, титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта Комплекса типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс (заводской № 001)	ПТК УККЭ	1 шт.
Паспорт	КМБТ.137.102 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	КМБТ.137.102 РЭ	1 экз.
Методика поверки	КМБТ.137.102 МП	1 экз.
Программное обеспечение	-	1 экз. ¹⁾
Примечание		
¹⁾ поставляется на CD/DVD носителе		

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в Руководстве по эксплуатации в Таблице 2

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Комплексу

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

ГОСТ 31818.11 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Комплексы электрической энергии

ГОСТ 31819.11 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические Комплексы активной энергии классов точности 0.5; 1 и 2

ГОСТ 31819.21 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические Комплексы активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.22 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические Комплексы активной энергии классов точности 0.2S и 0.5S.

ГОСТ 31819.23 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Комплексы статические реактивной энергии.

ГОСТ IEC 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний Комплексов, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными.

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.

ГОСТ 30804.4.7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств.

ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования.

ГОСТ 8.655-2009 ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования.

ГОСТ Р 8.689-2009 ГСИ. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Методы испытаний.

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

IEC 61850-8-1-2011. Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3.

IEC 61850-9-2-2011. Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3.

IEEE C37.118-2011. Устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ).

СТО 59012820.29.020.011-2016 Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-технический центр «Континуум» (ЗАО «ИТЦ Континуум»)

ИНН 7604195933

Адрес: 150000, г. Ярославль, ул. Б. Октябрьская, д. 52-А

Телефон: +7 (4852) 31-38-84

E-mail: continuum@ec-continuum.ru

Web-сайт: <http://www.ec-continuum.ru>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

Телефон (факс): 8 (495) 437 55 77, 8 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа 30004-13 выдан 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83744-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-176

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-176 (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), 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 обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, 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. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 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 указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-176.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора 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- энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях ($\pm\delta$), %
1	БКТП №400 - ТК «Лента», РУ-10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
2	БКТП №400 - ТК «Лента», РУ-10 кВ, Ввод 2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,3
							Реак- тивная	2,5	5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 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. Допускается замена УССВ 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
Количество ИК	2
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 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 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 УССВ: 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	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.

- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

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	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.031	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-176», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-176

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

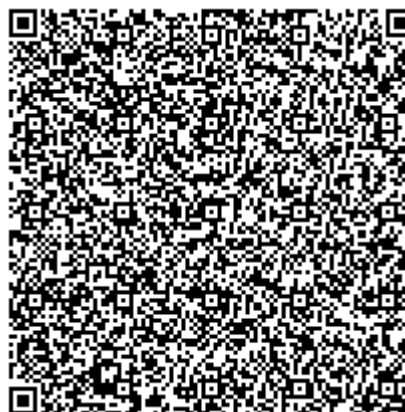
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83745-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «СН-МНГ» ПС 110кВ «Вахская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «СН-МНГ» ПС 110кВ «Вахская» (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) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой 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, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера на АРМ энергосбытовой организации и прочим заинтересованным организациям осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/ІР 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. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовой организаций – субъекта ОРЭМ в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

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 ежесекундно, корректировка часов сервера производится 1 раз в час независимо от величины расхождения часов сервера с УСВ (параметр программируемый).

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера на величину более ± 1 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 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «СН-МНГ» ПС 110кВ «Вахская».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ MirServsbor.msi	Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ EnergyRes.msi	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
Идентификационное наименование ПО			
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1	2.5	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	7d30b09bbf536b7f45db352b0c7b7023	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7bbc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но мер ИК	Наименова- ние точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- триче- ской энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Вахская ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч.№15	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 62786-15 Фазы: В	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Lenovo ThinkSystem SR590	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	1,8 2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ПС 110 кВ Вахская ОРУ-35 кВ, 3С-35 кВ, яч.№16	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Lenovo ThinkSystem SR590	Актив- ная	1,1	1,8
		ТОЛ 35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 21256-03 Фазы: В					Реак- тивная	2,3	2,9
		ТЛ-ЭК-35 Кл.т. 0,2 600/5 Рег. № 62786-15 Фазы: С							
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 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа. Допускается 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
Количество ИК	2
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 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ 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 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30
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	165000 2 45000 2 428515 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени;
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 опорные	ТОЛ-35	4
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Lenovo ThinkSystem SR590	1
Формуляр	003ИТЦ-СНМНГ-ОР-АИИСКУЭ-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «СН-МНГ» ПС 110кВ «Вахская», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс» аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «СН-МНГ» ПС 110кВ «Вахская»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ» (ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, корпус 2, помещение 34

Телефон: (495) 120-45-26

E-mail: info@itc-smart.ru

Испытательный центр

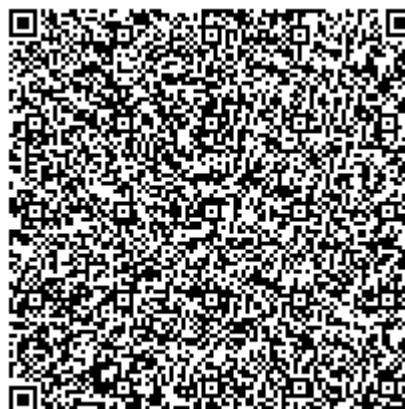
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Посты радиационного контроля автономные малогабаритные (АМПРК)

Назначение средства измерений

Посты радиационного контроля автономные малогабаритные (далее – АМПРК) предназначены для измерений мощности амбиентного эквивалента дозы $\dot{H}^*(10)$ (МАЭД) фотонного излучения.

Описание средства измерений

Принцип действия АМПРК основан на преобразовании энергии ионизирующего излучения в электрические импульсы, частота следования которых зависит от числового значения измеряемой величины.

Обработка полученных данных осуществляется микроконтроллером, а результат измерения представляется на жидкокристаллическом индикаторе.

В состав АМПРК входят модуль детектирования на базе газоразрядного счетчика, аккумулятор и плата АМПРК.

Модуль детектирования состоит из двух моноблоков. Моноблок состоит из счетчика Гейгера-Мюллера, платы высоковольтного питания и формирователя сигналов. Моноблок размещается в пластиковом корпусе и залит защитным компаундом.

Моноблоки образуют, соответственно, первый и второй измерительные каналы (чувствительный и грубый поддиапазоны измерений). Переключение каналов происходит автоматически при достижении значения МАЭД, равном $10 \text{ мЗв} \cdot \text{ч}^{-1}$.

АМПРК позволяют организовать на их базе радиосеть Mesh и передавать измеренные значения МАЭД посредством радиосети при частотах из диапазона 800 – 900 МГц и мощности передатчика, не требующих лицензирования.

Измерения МАЭД фотонного излучения производятся АМПРК с привязкой к географическим координатам на базе навигационных систем (GPS, ГЛОНАСС).

АМПРК применяются для непрерывного радиационного контроля при выполнении работ по локализации аварий и ликвидации их последствий, для обеспечения безопасной работы персонала аварийно-спасательных формирований, а также для контроля эффективности выполняемых работ.

Нанесение знака поверки на АМПРК не предусмотрено.

Заводской номер, однозначно идентифицирующий каждый экземпляр АМПРК, наносится методом сублимационной печати на табличку, закрепленную на корпусе АМПРК.

Общий вид АМПРК и место пломбирования от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид АМПК и схема пломбирования от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение АМПК состоит из встроенного программного обеспечения, записанного в энергонезависимую память встроенного процессорного модуля со значениями градуировочных коэффициентов и констант.

Метрологически значимой частью является встроенное ПО. Результаты измерений сохраняются во внутренней памяти АМПК. Модификация или удаление сохраненных результатов измерений возможна только с помощью специальных аппаратных средств.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	БРАСКРО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.05
Цифровой идентификатор ПО	Отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон энергий регистрируемого фотонного излучения, МэВ	от 0,05 до 3,0
Диапазон измерений МАЭД фотонного излучения, мкЗв·ч ⁻¹	от 0,1 до $1 \cdot 10^7$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений МАЭД фотонного излучения, %	±25
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений МАЭД фотонного излучения, % – при отклонении температуры окружающего воздуха относительно нормальных условий до предельных рабочих значений – в условиях повышенной влажности окружающего воздуха относительно нормальных условий	±10 ±10
Энергетическая зависимость чувствительности относительно радионуклида ¹³⁷ Cs (0,662 МэВ), %, не более	±25
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение при питании от внешнего источника постоянного тока, В	от 5 до 24
– напряжение при питании от внутренней аккумуляторной батареи Li-Ion емкостью 9,54 А/ч, В	$12^{+0,6}_{-4,0}$
Мощность, потребляемая АМПРК, Вт, не более	30
Время установления рабочего режима, мин, не более	15
Время автономной работы от полностью заряженного аккумулятора в нормальных условиях, суток	14
Нестабильность показаний за 24 ч непрерывной работы, %, не более	10
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	250×295×175
Масса, кг, не более	3,8
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность (при +35 °C и более низких температурах, без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -20 до +50 98 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится методом сублимационной печати на табличку, закрепленную на корпусе АМПРК, и типографским способом на титульные листы руководства по эксплуатации ФВКМ.412161.020РЭ и паспорта ФВКМ.412161.020ПС.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Пост радиационного контроля автономный малогабаритный (АМПРК)	ФВКМ.412161.020	1 шт.
Кабель связи USB	ФВКМ.685631.326	1 шт.
Устройство зарядное от сети 220 В	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ФВКМ.412161.020РЭ	1 экз.
Паспорт	ФВКМ.412161.020ПС	1 экз.
Упаковка	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Метод измерений» руководства по эксплуатации ФВКМ.412161.020РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к постам радиационного контроля автономным малогабаритным (АМПРК)

Приказ Росстандарта от 31.12.2020 № 2314 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений кермы в воздухе, мощности кермы в воздухе, экспозиционной дозы, мощности экспозиционной дозы, амбиентного, направленного и индивидуального эквивалентов дозы, мощностей амбиентного, направленного и индивидуального эквивалентов дозы и потока энергии рентгеновского и гамма-излучений»

ГОСТ 8.070-2014 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Государственная поверочная схема для средств измерений поглощенной дозы и мощности поглощенной дозы, эквивалента дозы и мощности эквивалента дозы фотонного и электронного излучений

ГОСТ 27451-87 Средства измерений ионизирующих излучений. Общие технические условия

ГОСТ 28271-89 Приборы радиометрические и дозиметрические носимые. Общие технические требования и методы испытаний

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

ФВКМ.412161.020ТУ Пост радиационного контроля автономный малогабаритный (АМПРК). Технические условия

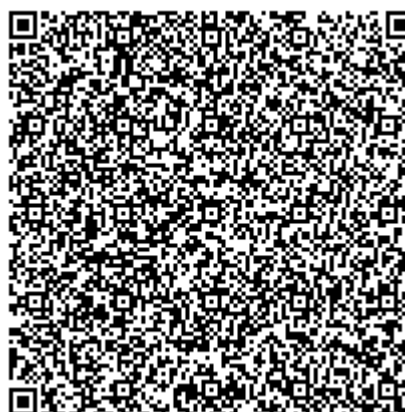
Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Доза» (ООО НПП «Доза»)
ИНН 7735542228
Адрес: 124498, г. Москва, Зеленоград, Георгиевский проспект, д.5, этаж 2, комната 49
Телефон: +7 (495) 777-84-85, факс +7 (495) 742-50-84
Web-сайт: <http://www.doza.ru>
E-mail: info@doza.ru

Автономная некоммерческая организация «Центр анализа безопасности энергетики при ИБРАЭ РАН» (АНО ЦАБ ИБРАЭ РАН)
ИНН 726309610
Адрес: 115191, г. Москва, Холодильный пер., д.3, корп.1, стр.3, этаж 2, офис 314
Телефон: +7 495 955-27-20
E-mail: info@anocab.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Адрес осуществления деятельности: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, р.п. Менделеево
Телефон: +7 (495) 546-45-00
Факс: +7 (495) 546-45-01
Web-сайт: www.mencsm.ru
E-mail: info.mdl@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации 30083-2014 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «17» ноября 2021 г. № 2580

Регистрационный № 83747-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы частотных характеристик СИЭЛ-4210

Назначение средства измерений

Анализаторы частотных характеристик СИЭЛ-4210 (далее – анализаторы ЧХ, АЧХ) предназначены для воспроизведения напряжения переменного тока, частоты сигнала переменного тока, измерений напряжений переменного тока, измерений отношения напряжений переменного тока, измерений разности фаз.

Анализаторы ЧХ применяется для автоматизированного исследования динамических объектов методом частотного анализа посредством измерения амплитудных и фазовых частотных характеристик электрических, электромеханических, электрогидравлических систем.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов ЧХ основан на формировании и подаче на испытуемое устройство периодического сигнала с выхода встроенного генератора. Амплитуда и фаза сигнала на выходах испытуемых устройств определяются в одной или двух точках при помощи встроенных двухканальных анализаторов и сравнивается с входным сигналом. На основании измерения отношения параметров измеренных выходных и входного сигналов может быть определена передаточная функция испытуемого устройства.

АЧХ обладает следующими функциональными возможностями:

- одновременный вывод на дисплей параметров заданного и двух измеренных сигналов;
- измерения отношения напряжений переменного тока двух измеренных сигналов;
- измерение разности фаз между выходом генератора и одним из входов анализаторов;
- измерение разности фаз между входами анализаторов.

Конструктивно анализаторы выполнены в переносном корпусе (кейсе), изготовленном из прочного пластика, на верхней крышке которого размещен шильдик с обозначением и заводским номером анализаторов ЧХ, нанесенным методом шелкографии.

На передней панели АЧХ расположены цветной жидкокристаллический дисплей, кнопки управления работой, разъемы подключения выхода генератора и входов двухканальных анализаторов.

Общий вид анализатора частотных характеристик СИЭЛ-4210, обозначение места нанесения знака поверки, схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

В целях защиты от несанкционированного проникновения анализаторы ЧХ пломбируются наклейками из специального материала, как указано на рисунке 1.

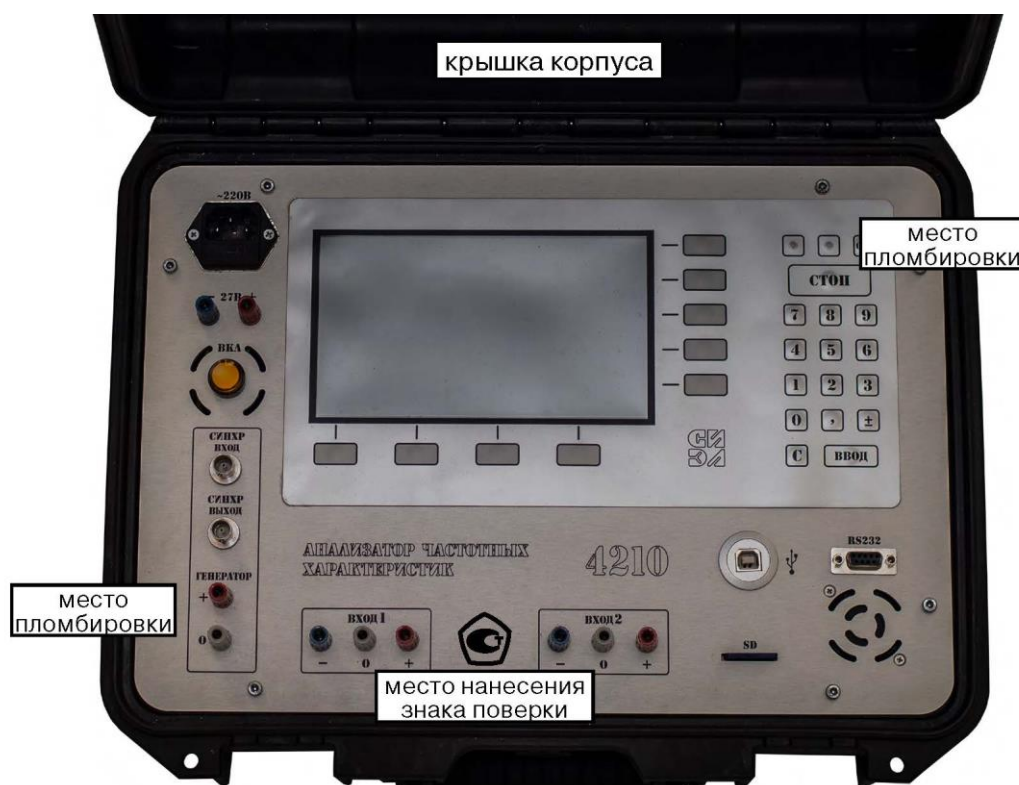


Рисунок 1 – Общий вид анализатора частотных характеристик СИЭЛ-4210 и схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

АЧХ работает под управлением встроенного программного обеспечения (далее – ПО), которое реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики анализаторов ЧХ нормированы с учетом влияния ПО, которое заносится предприятием-изготовителем в защищенную от записи часть процессоров анализаторов и недоступно для потребителя. Внутреннее ПО закрыто от записи на стадии производства, конструкция прибора исключает несанкционированный доступ к ПО. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	4210
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.01
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	57ca5f3c

В соответствии с разделом 5.3 Р 50.2.077-2014 уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Генератор сигналов	
Форма выходного сигнала	синусоидальная, треугольная, прямоугольная
Диапазон частот, Гц	от 0,01 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты, %	$\pm 0,02$
Диапазон установки амплитуды напряжения переменного тока синусоидального сигнала, В	от 0,1 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки напряжения переменного тока синусоидального сигнала, В	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot U_{\Gamma} + 0,01)$
Диапазон установки напряжения смещения постоянного тока, В	от -10 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки напряжения смещения постоянного тока, В	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot U_{\Gamma} + 0,01)$
Параметры выхода синхронизирующего TTL сигнала, В	для «1» – не ниже 2,0; для «0» – не больше 0,8
Двухканальный анализатор	
Диапазон частот, Гц	от 0,01 до 4000
Диапазон измерений амплитуды напряжения переменного тока синусоидального сигнала, В	от 0,01 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений напряжения переменного тока синусоидального сигнала, В	$\pm(1,0 \cdot 10^{-2} \cdot U_{\Lambda} + 0,01)$
Диапазон измерений отношения напряжений каналами анализатора, дБ	от -60 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отношения напряжений каналами анализатора, дБ	$\pm 0,2$
Диапазон измерения разности фаз каналов анализатора и генератора, °	от -180 до +180
Диапазон измерения разности фаз каналов анализатора, °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений разности фаз, °	$\pm 0,2$
Примечание: U_{Γ} – амплитудное значение напряжения на выходе генератора сигналов, U_{Λ} – амплитудное значение напряжения, измеренное анализатором	
Пределы допускаемых дополнительных абсолютных погрешностей измерений при изменении температуры окружающей среды относительно нормальных условий: для отношения напряжений, дБ для разности фаз, °	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемых дополнительных абсолютных погрешностей измерений при изменении влажности окружающей среды относительно нормальных условий: для отношения напряжений, дБ для разности фаз, °	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$
Пределы допускаемых дополнительных абсолютных погрешностей измерений при изменении напряжения питания в допускаемых пределах: для отношения напряжений, дБ для разности фаз, °	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Напряжение питания переменным током частотой 50 Гц, В	от 187 до 242		
Потребляемая мощность, В·А, не более	50		
Время готовности к работе, мин, не более	1		
Время непрерывной работы при аккумуляторном питании, ч, не менее	2		
Габаритные размеры, мм, не более	длина	ширина	высота
	420	320	180
Масса, кг, не более	10,0		
Наработка на отказ, ч	20000		
Средний срок службы, лет	10		
Нормальные условия по ГОСТ 22261-94: - диапазон температур, °С - относительная влажность при температуре +25 °С, %	от +15 до +25 от 30 до 80		
Условия эксплуатации: - диапазон температур, °С - относительная влажность при температуре +35 °С, %, не более - амплитуда виброускорения синусоидальной вибрации в диапазоне частот от 20 до 30 Гц, м/с ² , не более	от -20 до +50 98 19,6		

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель анализаторов ЧХ методом шелкографии, на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Анализатор ЧХ	СИЭЛ-4210	1 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Тестовый модуль	СИЭЛ-4210Т	1 шт.
Флеш-память с ПО	-	1 шт.
Паспорт	ТПКЦ.411618.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ТПКЦ.411618.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

указаны в Приложении 2 Руководства по эксплуатации ТПКЦ.411618.001 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам частотных характеристик СИЭЛ-4210

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

ТПКЦ.411618.001 ТУ Анализаторы частотных характеристик СИЭЛ-4210. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Компания СИЭЛ» (ООО «СИЭЛ»)

ИНН 7810742885

Адрес: 196105, г. Санкт-Петербург, Люботинский пр., д. 5, литера Б, помещение 22Н, комната 27

Телефон/факс: 8 (812) 648-09-28

Web-сайт: www.syel.ru

E-mail: mail@syel.ru

Испытательный центр

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

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

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484

