

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

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.	Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха	СПН 3.2	Е	83834-21	№ 1 в составе: генератор влажного газа MODEL 4000SP, зав. № 16000403; камера влаги MODEL 4000EXP, зав. № 16001017; гигрометр точки росы 473-RP2/GEO Dew Point Mirror, зав. № 18-0817; гигрометр Rotronic модификации HygroPalm исполнения HP23-A, зав. № 61789610; зонд относительной влажности и температуры HC2-S, зав. № 2031386	Акционерное общество "ТЕСТРОН" (АО "Тестрон"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "ТЕСТРОН" (АО "Тестрон"), г. Санкт-Петербург	ОС	УБЖК.413 614.014 МП	1 год	Федеральное государственное бюджетное учреждение "Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова" (ФГБУ "ТГО"), г. Санкт-Петербург	Восточно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Иркутск	12.04.2021
2.	Нагрузки	EL34000	С	83835-21	EL34143A зав. №	Компания	Компания	ОС	651-21-026	2 года	Общество с	ФГУП	20.05.2021

	электронные	A			MY60260224, EL34243A зав. № MY60260258	"Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd.", Малай- зия	"Keysight Technologies Inc.", США		МП		ограниченной ответственно- стью "Кейсайт Текнолджиз" (ООО "Кей- сайт Текно- лджиз"), г. Москва	"ВНИИФТРИ" , Московская область, город Солнечно- горск, рабочий поселок Мен- делеево	
3.	Автоцистер- ны	5675K1 АЦ-17	E	83836-21	485, 486	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- технический центр "Тага- най-Авто" (ООО "НТЦ "Таганай- Авто"), Челя- бинская обл., г. Миасс	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- технический центр "Тага- най-Авто" (ООО "НТЦ "Таганай- Авто"), Челя- бинская обл., г. Миасс	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "СИ- БАВТО- ТРАНС" (ООО "СИБАВТО- ТРАНС"), г. Красноярск	ФБУ "Красно- ярский ЦСМ", г. Красноярск	30.07.2021
4.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "Байкальская энергетиче- ская компа- ния" ТЭЦ-11 в части саль- до-перетоков электроэнер- гии	Обозна- чение отсут- ствует	E	83837-21	005	Общество с ограниченной ответственно- стью "ИР- МЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	Общество с ограниченной ответственно- стью "ИР- МЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ОС	МП 009- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "ИРМЕТ" (ООО "ИР- МЕТ"), г. Ир- кутск	ООО "Метро- Сервис", г. Красноярск	17.07.2021
5.	Резервуар	РГСН-20	E	83838-21	20016	Закрытое ак-	Закрытое ак-	ОС	МП 438-	5 лет	Закрытое ак-	ФБУ "Томский	19.08.2021

	стальной горизонтальный наземный	(5+5+10)				ционерное общество "АлтайСпецИзделия" (ЗАО "АлтайСпецИзделия"), г. Барнаул	ционерное общество "АлтайСпецИзделия" (ЗАО "АлтайСпецИзделия"), г. Барнаул		2021		ционерное общество "АлтайСпецИзделия" (ЗАО "АлтайСпецИзделия"), г. Барнаул	ЦСМ", г. Томск	
6.	Автоцистерны	АКН УЗСТ 6619С-21	Е	83839-21	X8966193СК0DM7 173, X8966193СК0DM7 172	Общество с ограниченной ответственностью "Уральский Завод Спецтехники" (ООО "УЗСТ"), Челябинская обл., г. Усть-Катав	Общество с ограниченной ответственностью "Уральский Завод Спецтехники" (ООО "УЗСТ"), Челябинская обл., г. Усть-Катав	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Югра Смарт Сервис" (ООО "ЮСС"), г. Сургут	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	26.06.2021
7.	Система измерительно-управляющая в составе АСУ ТП Нижнекамской ПГУ ТЭС - ПТУ00, ГТУ01, ГТУ02	Обозначение отсутствует	Е	83840-21	001	Общество с ограниченной ответственностью "Сиенс Технологии Газовых Турбин" (ООО "Сиенс Технологии Газовых Турбин"), Ленинградская обл., Ломоносовский р-н, Южная часть промзоны Горелово	Общество с ограниченной ответственностью "Сиенс Технологии Газовых Турбин" (ООО "Сиенс Технологии Газовых Турбин"), Ленинградская обл., Ломоносовский р-н, Южная часть промзоны Горелово	ОС	МП 201-019-2021	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Сиенс Технологии Газовых Турбин" (ООО "Сиенс Технологии Газовых Турбин"), Ленинградская обл., Ломоносовский р-н, Южная часть промзоны Горелово	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	13.08.2021
8.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-10	Е	83841-21	1, 2	Открытое акционерное общество "Болоховский завод сантехнических заготовок" (ОАО	Открытое акционерное общество "Болоховский завод сантехнических заготовок" (ОАО	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	09.10.2020

						"Бзстз"), Тульская обл., Киреевский р-н, п. Стахановский	"Бзстз"), Тульская обл., Киреевский р-н, п. Стахановский						
9.	Трансформаторы тока	ТТИ	С	83842-21	С00214, С00213, С00215, С00216, С00217, С00218, С00219	Общество с ограниченной ответственностью "Сарапульский электромеханический завод" (ООО "СЭМЗ"), г. Сарапул, Удмуртская Республика	Общество с ограниченной ответственностью "Сарапульский электромеханический завод" (ООО "СЭМЗ"), г. Сарапул, Удмуртская Республика	ОС	ГОСТ 8.217-2003	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Сарапульский электромеханический завод" (ООО "СЭМЗ"), г. Сарапул, Удмуртская Республика	ООО "ИЦРМ", г. Москва	16.04.2021
10.	Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	Е	83843-21	ЗНОМ-15-63 заводские №№ 18251, 19018, 19020, 19536, 20208, 20211, 23388, 25218, 25219; ЗНОМ-15-63У4 заводские №№ 31297, 31703, 31704, 35413, 35424, 37099	"Московский электрозавод им. В.В. Куйбышева", г. Москва	"Московский электрозавод им. В.В. Куйбышева", г. Москва	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Филиал "Коми" публичного акционерного общества "Т Плюс" (Филиал "Коми" ПАО "Т Плюс"), г. Сыктывкар	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	16.07.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Лента" ТК-	Обозначение отсутствует	Е	83844-21	063	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Лента" (ООО "Лента"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ЭПР-402-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация Комплект Учет Проект" (ООО "АКУП"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	26.08.2021

	111												
12.	Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные	Обозначение отсутствует	Е	83845-21	921118, 850112, 760213, 150618, 981118, 700918, 861206, 030604, 931118, 870111, 951118, 780914, 961118, 010491, 941118, 1021118, 971118, 891118	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 Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, Ямало-Ненецком автономном округе" (ФБУ "Тюменский ЦСМ"), г. Тюмень	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	20.08.2021
13.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО "Мосэнерго" в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала	Обозначение отсутствует	Е	83846-21	022	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации "Мосэнерго" (ПАО "Мосэнерго"), г. Москва	ОС	40166302.2 89939190.0 12.МПИ.22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГЭХ Системы контроля" (ООО "ГЭХ Системы контроля"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	24.09.2021
14.	Системы измеритель-	"R-BAL SI-1"	С	83847-21	021001	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП 204/3-17-2021	2 года	Общество с ограниченной	ФГУП "ВНИИМС", г.	09.09.2021

	ные балан- сировочные					ответственно- стью "Произ- водственная Компания РО- БАЛС" (ООО "ПК РО- БАЛС"), г. Армавир, Краснодар- ский край	ответственно- стью "Произ- водственная Компания РО- БАЛС" (ООО "ПК РО- БАЛС"), г. Армавир, Краснодар- ский край				ответственно- стью "Произ- водственная Компания РО- БАЛС" (ООО "ПК РО- БАЛС"), г. Армавир, Краснодарский край	Москва	
15.	Трансформа- тор напря- жения ем- костный	TEMP 550	Е	83848-21	5139114-001	Фирма "Trench Limited Instru- ment Trans- former Divi- sion", Канада	Фирма "Trench Limited In- strument Trans- former Divi- sion", Канада	ОС	ГОСТ 8.216-2011	8 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Энерго- техника" (ООО "Энерготехни- ка"), г. Пермь	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	18.10.2021
16.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Но- гинск № 504	Обозна- чение отсут- ствует	Е	83849-21	246	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Фе- деральная се- тевая компа- ния Единой энергетиче- ской системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП- 1041-500- 2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Инже- нерный центр "ЭНЕР- ГОАУДИТ- КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва	08.10.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83834-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха СПН 3.2

Назначение средства измерений

Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха СПН 3.2 (далее по тексту – СПН 3.2) предназначен для эталонных измерений относительной влажности воздуха при поверке и калибровке эталонных и рабочих средств измерений в метрологических службах Росгидромета.

Описание средства измерений

СПН 3.2 включают в себя следующие эталонные средства измерений и оборудование:

- генератор влажного газа MODEL 4000SP, производства GEO Calibration Inc., США, обеспечивающий поверку и калибровку гигрометров относительной влажности и термогигрометров методом прямых измерений. Принцип действия генератора при воспроизведения задаваемых значений относительной влажности основан на методе смешения потоков осушенного и увлажнённого воздуха. Для определения относительной влажности, задаваемой генератором, используется контрольный конденсационный гигрометр 473-RP2/GEO Dew Point Mirror, первичный преобразователь которого помещается во встроенную рабочую камеру генератора. Первичные преобразователи поверяемых гигрометров и термогигрометров помещаются во встроенную рабочую камеру;
- камера влаги MODEL 4000EXP, предназначенная для размещения гигрометров, термогигрометров, логгеров больших размеров при их поверке и калибровке методом прямых измерений. Камера влаги включает в себя калибратор влажности MODEL 4000EXP, производства GEO Calibration Inc., США. Принцип действия камеры влаги MODEL 4000EXP при воспроизведении задаваемых значений относительной влажности основан на методе смешения потоков осушенного и увлажнённого воздуха;
- гигрометр Rotronic модификации HygroPalm исполнения HP23-A с зондом относительной влажности и температуры HC2-S, производства Rotronic Instruments Corp., ГР № 64196-2016 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, предназначенный для поверки СИ относительной влажности воздуха методом прямых измерений и методом непосредственного сличения.

При выполнении поверки (калибровки) СИ относительной влажности воздуха, составляющие элементы набора СПН 3.2 могут применяться только в комплекте.

Внешний вид составляющих элементов набора СПН 3.2 и место нанесения знака поверки показаны на рисунке 1.

Пломбирование СПН 3.2 от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Заводские номера и буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр составляющих комплекта, указываются на табличках, на задних панелях их корпусов.



Рисунок 1 - Внешний вид и обозначение места нанесения знака поверки

1 – генератор влажного газа MODEL 4000SP, 2 – гигрометр 473- RP2/GEO Dew Point Mirror, 3 – гигрометр Rotronic модификации HygroPalm исполнения HP23-A, 4 – камера влаги MODEL 4000EXP.

Программное обеспечение

В СПН 3.2 используются встроенные программные обеспечения (ПО). Внешнее программное обеспечение устанавливается на персональном компьютере пользователя СПН 3.2 для обработки результатов измерений. Встроенные ПО, предназначенные для управления работой входящих в состав СПН 3.2 СИ и оборудования, отображения режимов работы и результатов измерений и сохранения данных. Версии встроенных ПО отображаются на дисплеях элементов набора в меню настроек. Влияние программного обеспечения на метрологические характеристики СИ, входящих в состав СПН 3.2, учтено при их нормировании. Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014. Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО СИ и измерительную информацию.

Идентификационные данные встроенных ПО СПН 3.2 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	для генератора влажного газа MODEL 4000SP	для гигрометра Rotronic HC2A-S	для камеры влаги MODEL 4000EXP	для гигрометра 473-RP2/GEO Dew Point Mirror
Идентификационное наименование ПО	Humidity_Mode 14000-1_53.Hex	HC2_V2.0.hex	M4000EXP-2_11.Hex	DPM473R2
Номер версии	1_53	2.0	2.11	170106A

(идентификационный номер) ПО				
Цифровой идентификатор ПО	956CFFF5DF9 B77C390E8766 E2934FFE5	FB118FC8	801BECA4D66 1E7286E01301 B2063030D	N/A
Алгоритм вычисления контрольной суммы ПО	MD5	CRC32	MD5	N/A

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
генератор влажного газа MODEL 4000SP в комплекте с гигрометром 473- RP2/GEO Dew Point Mirror:	
Диапазон воспроизведения относительной влажности паровоздушной смеси, %	от 5 до 98
Номинальное значение воспроизводимой температуры паровоздушной смеси, °C	+ 23,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизводимой относительной влажности при температуре плюс 23 °C, %	± 0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при воспроизведении температуры, °C	±0,3
камера влаги MODEL 4000EXP:	
Диапазон воспроизведения относительной влажности паровоздушной смеси, %	от 30 до 95
Диапазон воспроизведения температуры паровоздушной смеси, °C	от +20 до +25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизводимой относительной влажности, %	±3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения температуры паровоздушной смеси, °C	±0,3
Неравномерность относительной влажности по объему камеры влаги, %, не более	±1
Изменение относительной влажности в рабочем объеме камеры влаги в течение 0,5 ч, %, не более	±1
гигрометр Rotronic модификации HygroPalm исполнения HP23-A с зондом относительной влажности и температуры HC2-S*:	
Диапазон измерений относительной влажности паровоздушной смеси, %	от 0 до 100
Диапазон измерений температуры паровоздушной смеси, °C	от -50 до +100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного канала относительной влажности, %	±1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °C	±(0,1 +0,002t)**
* характеристики указаны в соответствии с приложением к свидетельству №62561 об утверждении типа средства измерений;	
** где t – значение температуры по модулю.	

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
СПН 3.2 в комплекте:	
Площадь для размещения и эксплуатации СПН 3.2, м ² , не менее	4
Номинальное напряжение сети электропитания переменного тока частотой 50 Гц, В	220
Потребляемая мощность, В·А, не более	1100
Условия эксплуатации: -температура воздуха, °С -относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +25 80
Генератор влажного газа MODEL 4000SP:	
Количество портов камеры, шт.	10
Номинальное значение напряжения питания переменного тока, В	220
Потребляемая мощность, В·А, не более	700
Масса, кг, не более	46
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	770 × 650 × 500
Гигрометр 473-RP2/GEO Dew Point Mirror:	
Номинальное значение напряжения питания переменного тока, В	220
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Масса, кг, не более	5
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	310 × 290 × 180
Камера влаги MODEL 4000EXP:	
Потребляемая мощность, В·А, не более	240
Габаритные размеры, (длина × ширина × высота), мм, не более	200 × 500 × 300
Масса, кг, не более	14
Гигрометр Rotronic модификации HygroPalm исполнения HP23-A	
Габаритные размеры, (длина × ширина × высота), мм, не более	188 × 72 × 30
Масса, кг, не более	0,25
Зонд относительной влажности и температуры HC2-S:	
Габаритные размеры, (длина × ширина × высота), мм, не более	83 × 15 × 15
Масса, кг, не более	0,1

Знак утверждения типа

наносится на лицевые панели корпусов генератора влажного газа MODEL 4000SP и камеры влаги MODEL 4000EXP методом аппликации и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха СПН 3.2 в составе:		
Генератор влажного газа MODEL 4000SP		1
Осушительный патрон (предварительно установлен)		1
Кабель питания;		1
USB кабель типа А-А		1
Шприц для заливки воды		1
Крышка камеры		1
USB-накопитель содержащий:		
- программное обеспечение GEO RH Automatic Ramp/Soak;		1
- драйверы для Windows		1
Камера влаги MODEL 4000EXP		1
Внешний осушительный патрон		1
Кабель питания		1
USB кабель типа А-А		1
Шприц для заливки воды		1
Крышка камеры		1
Гигрометр точки росы 473-RP2/GEO Dew Point Mirror		1
Гигрометр Rotronic модификации HygroPalm исполнения HP23-A		1
Зонд относительной влажности и температуры HC2-S		1
«Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха СПН 3.2. Руководство по эксплуатации»		1
«ГСИ. Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха СПН 3.2. Методика поверки»	УБЖК.413614.014 МП	1
Свидетельство о первичной поверке СПН 3.2		1

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в эксплуатационном документе «Набор поверочный стационарный для средств измерений относительной влажности воздуха СПН 3.2. Руководство по эксплуатации», разделы 5-8.

Нормативные документы

ГОСТ 8.547-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов»;

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

Изготовитель

Акционерное общество «ТЕСТРОН» (АО «Тестрон»),

ИНН 7802166998

Адрес: Российская Федерация, 196084, Санкт-Петербург, Люботинский пр., 8А

Тел.: (812) 380-6200, факс: (812) 380-6202

E-mail: office@testron.ru

Web-сайт: www.testron.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Восточно-Сибирский филиал), (Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

ИНН 5044000102

Адрес: Российская Федерация, 664056, г. Иркутск, ул. Бородина, 57, Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»

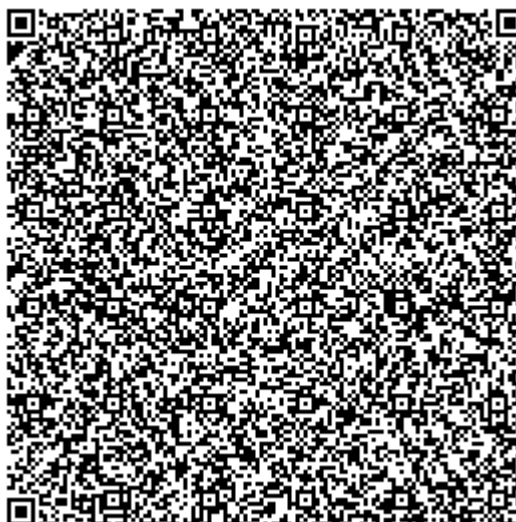
Юридический адрес: Российская Федерация, 141570, Московская обл., город Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, корпус 11

Тел.: (3952) 46-83-03, факс: (3952) 46-38-48

E-mail: office@vniiftri-irk.ru

Web-сайт: www.vniiftri-irk.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 07.10.2013 г. Номер решения о прохождении процедуры подтверждения компетентности ПК1-2360 от 21.11.2018.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83835-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Нагрузки электронные EL34000A

Назначение средства измерений

Нагрузки электронные EL34000A (далее – нагрузки) предназначены для формирования сопротивления электрическому току и измерений напряжения и силы постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия нагрузок основан на формировании электрического сопротивления переменной величины, значение которого изменяется в соответствии с измеренными значениями напряжения и силы тока на входе нагрузки и выбранными режимами работы.

Нагрузки электронные EL34000A выпускаются в модификациях EL34143A и EL34243A.

Конструктивно нагрузки электронные EL34143A, EL34243A являются моноблочными приборами, с одним или двумя входами, продублированными также на задней панели.

Управление режимами работы нагрузок и входными диапазонами параметров осуществляется встроенным в базовый блок микропроцессором. Нагрузки могут функционировать в режимах стабилизации напряжения, стабилизации тока, стабилизации сопротивления и стабилизации мощности. Регулировка входных напряжения и силы тока осуществляется независимо друг от друга. В приборах реализована функция задержки включения/выключения входа. Конструкция нагрузок обеспечивает защиту от перегрузок и короткого замыкания на входе.

Модели нагрузок EL34143A, EL34243A отличаются друг от друга метрологическими характеристиками и количеством входных каналов. Модель EL34143A имеет один канал, а максимальная рассеиваемая мощность составляет 350 Вт. Модель EL34243A имеет два канала, а максимальная рассеиваемая мощность составляет 300 Вт на канал и 600 Вт при объединении каналов (при параллельном подключении каналов).

На передней панели нагрузок расположены дисплей, индикаторы, функциональные кнопки, входные клеммы, разъем USB, выключатель питания.

На задней панели нагрузок расположены входные клеммы, разъем сети питания, разъемы интерфейсов GPIB (опционально), USB, LAN, цифровой разъем.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям нагрузок один из винтов крепления корпуса пломбируется.

Самоклеящаяся этикетка с заводским (серийным) номером, однозначно идентифицирующим каждый экземпляр нагрузок размещена на задней панели.

Общий вид нагрузок с указанием места нанесения знака утверждения типа, места пломбировки от несанкционированного доступа, представлен на рисунке 1.



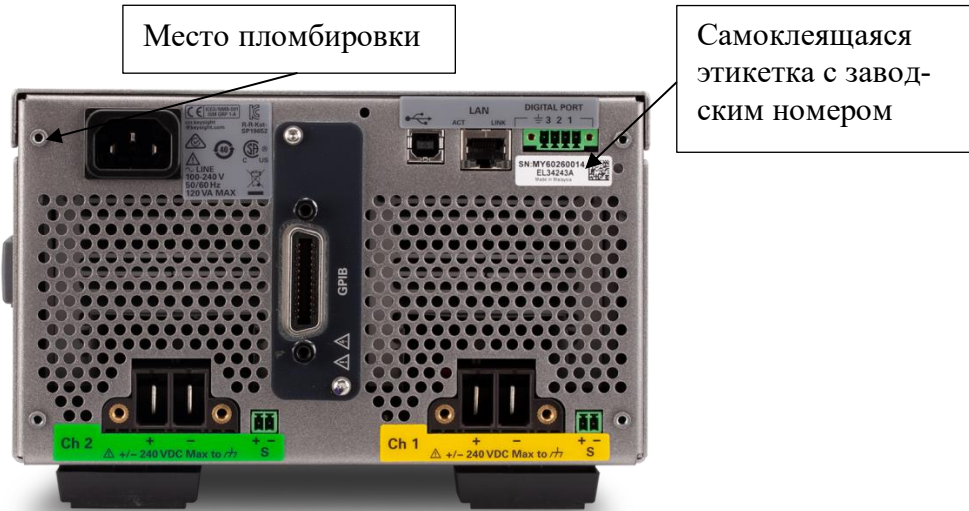
а) Общий вид нагрузок электронных EL34143A, панель передняя



б) Общий вид нагрузок электронных EL34143A, панель задняя



в) Общий вид нагрузок электронных EL34243A, панель передняя



г) Общий вид нагрузок электронных EL34243A, панель задняя

Рисунок 1 - Общий вид нагрузок электронных EL34143A, EL34243A, место нанесения знака утверждения типа, место пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) предназначено для управления работой нагрузок. Уровень защиты ПО «низкий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EL30000 Firmware
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 0.8.5-1.0.6-17-74
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические характеристики нагрузок

Наименование характеристики	Значение для моделей нагрузок	
	EL34143A	EL34243A
Режим стабилизации напряжения постоянного тока		
Диапазон установки стабилизируемого значения напряжения постоянного тока, В	от 0,01 до 150	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки стабилизируемого значения напряжения, В в диапазоне: от 0,01 до 15,0 В включ. св. 15,0 до 150 В включ.	$\pm(0,0002 \cdot U_{\text{ст}} + 0,003)^{1)}$ $\pm(0,0002 \cdot U_{\text{ст}} + 0,015)$	
Режим стабилизации силы постоянного тока		
Диапазон установки стабилизируемого значения силы постоянного тока, А	от 0,001 до 60	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки стабилизируемого значения силы постоянного тока, А, в диапазоне - от 0,001 до 0,6 А включ. - св. 0,6 до 6,0 А включ. - св. 6,0 до 60 А включ.	$\pm(0,0004 \cdot I_{\text{ст}} + 0,00013)^{2)}$ $\pm(0,0004 \cdot I_{\text{ст}} + 0,002)$ $\pm(0,0004 \cdot I_{\text{ст}} + 0,012)$	
Режим стабилизации мощности		
Диапазон установки стабилизируемого значения мощности, Вт	от 0,02 до 350	от 0,02 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки стабилизируемого значения мощности, Вт, в диапазоне - от 0,01 до 8,0 Вт включ. - св. 8,0 до 35 Вт включ. - св. 35 до 350 Вт включ. - от 0,01 до 7,0 Вт включ. - св. 7,0 до 30 Вт включ. - св. 30 до 300 Вт включ.	$\pm(0,0006 \cdot P_{\text{ст}} + 0,004)^{3)}$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{ст}} + 0,26)$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{ст}} + 1,6)$	$\pm(0,0006 \cdot P_{\text{ст}} + 0,004)$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{ст}} + 0,26)$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{ст}} + 1,6)$
Измерения напряжения постоянного тока		
Диапазон измерения напряжения постоянного тока, В	от 0,01 до 150	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения постоянного тока, В в диапазоне от 0,01 до 15,0 В в диапазоне от 15,0 до 150 В	$\pm(0,0002 \cdot U_{\text{изм}} + 0,003)^{4)}$ $\pm(0,0002 \cdot U_{\text{изм}} + 0,015)$	

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение для моделей нагрузок	
	EL34143A	EL34243A
Измерения силы постоянного тока		
Диапазон измерения силы постоянного тока, А	от 0,001 до 60	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения силы постоянного тока, А в диапазоне: - от 0,001 до 0,6 А включ. - св. 0,6 до 6,0 А включ. - св. 6,0 до 60 А включ.	$\pm(0,0004 \cdot I_{\text{изм}} + 0,00012)^{5)}$ $\pm(0,0004 \cdot I_{\text{изм}} + 0,0018)$ $\pm(0,0004 \cdot I_{\text{изм}} + 0,0096)$	
Измерения мощности		
Диапазон измерения мощности, Вт	от 0,02 до 350	от 0,02 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения мощности, Вт, в диапазоне: - от 0,01 до 8,0 Вт включ. - св. 8,0 до 35 Вт включ. - св. 35 до 350 Вт включ. - от 0,01 до 7,0 Вт включ. - св. 7,0 до 30 Вт включ. - св. 30 до 300 Вт включ.	$\pm(0,0006 \cdot P_{\text{изм}} + 0,003)^{6)}$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{изм}} + 0,26)$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{изм}} + 1,5)$	$\pm(0,0006 \cdot P_{\text{изм}} + 0,003)$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{изм}} + 0,26)$ $\pm(0,0006 \cdot P_{\text{изм}} + 1,5)$
(1) $U_{\text{ст}}$ – стабилизированное значение напряжения, В; (2) $I_{\text{ст}}$ – стабилизированное значение силы тока, А; (3) $P_{\text{ст}}$ – стабилизированное значение мощности, Вт; (4) $U_{\text{изм}}$ – измеренное значение напряжения, В; (5) $I_{\text{изм}}$ – измеренное значение силы тока, А; (6) $P_{\text{изм}}$ – измеренное значение мощности, Вт.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 49 до 51
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха, %	от +15 до +35 от 30 до 80
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – длина	145 216 477
Масса, кг, не более – нагрузок электронных EL34143A – нагрузок электронных EL34243A	6,5 8,42

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель нагрузок в виде наклейки и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4– Комплектность нагрузок

Наименование	Обозначение	Количество
1 Нагрузка электронная	EL34143A или EL34243A	1 шт.
2 Руководство по эксплуатации		1 экз.
3 Методика поверки	651-21-026 МП	1 экз.
4 Кабель питания		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «Нагрузки электронные EL34000A. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к нагрузкам электронным EL34000A

Приказ Росстандарта № 2091 от 01.10.2018 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

ГОСТ 8.027-2001 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Стандарт предприятия «Единые технические и метрологические требования на нагрузки электронные EL34000A»

Изготовитель

Компания «Keysight Technologies Malaysia Sdn. Bhd.», Малайзия

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

Телефон (факс): + 1800-888 848; +1800-801 664

Web-сайт: <http://www.keysight.com>

E-mail: tm_ap@keysight.com

Испытательный центр

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

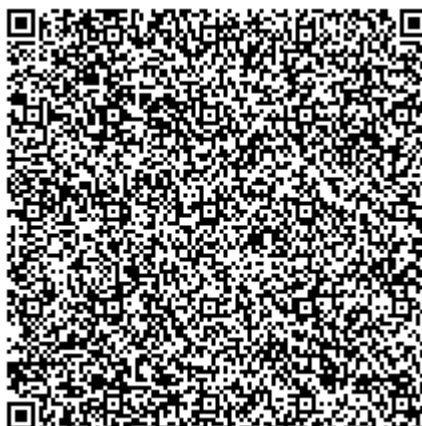
Адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018 в реестре Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83836-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Автоцистерны 5675K1 АЦ-17

Назначение средства измерений

Автоцистерны 5675K1 АЦ-17 (далее по тексту - автоцистерны) предназначены для измерений объема, транспортирования и заправки светлыми нефтепродуктами плотностью не более $0,83 \text{ т/м}^3$ автомобилей, различных механизмов и машин, с учетом разрешенной нагрузки на оси.

Описание средства измерения

Автоцистерны являются транспортной мерой полной вместимости. Принцип действия автоцистерн основан на заполнении её нефтепродуктом до уровня налива, соответствующего объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком.

Цистерна выполнена в виде горизонтального резервуара. Цистерна состоит из одной секций с отстойником и воздухоотводящими трубками, горловиной с дыхательным клапаном.

С помощью оборудования автоцистерны можно выполнить следующие операции:

- наполнение цистерны сторонним насосом;
- наполнение цистерны верхним способом;
- опорожнение цистерны самотеком.

Цистерна выполнена в виде горизонтального резервуара, имеющего в поперечном сечении форму «трапеция» или «чемодан». Корпус цистерны изготовлен из листовой стали и усилен внутри шпангоутами и волнорезом. В верхней части цистерны приварена горловина, в нижней части - отстойник, опоры, фланцы для подсоединения коммуникации. Для исключения образования воздушных полостей при наполнении цистерны топливом вдоль верхней образующей цистерны установлены воздухоотводящие трубки, концы которой выведены в горловину выше мерного угольника.

Горловина цистерны закрывается крышкой, уплотняемой прокладкой. Крышка горловины оборудована заливным люком, дыхательным клапаном для сообщения внутренней полости с окружающей атмосферой и смотровым окном. На горловине с внутренней стороны закреплен мерный угольник. При наполнении цистерны поверхность топлива должна совпадать с верхней плоскостью мерного угольника.

Отстойник сферической формы, в нижней части его закреплен трубопровод для слива отстоя. Таблички с заводскими номерами прикреплены с помощью заклепывания и расположены сбоку цистерны, заводские номера выбиты ударно-точечным способом.

Опоры служат для крепления цистерны к шасси. Опоры цистерны крепятся к металлическим ложементам, которые в свою очередь, крепятся к лонжеронам рамы шасси автомобиля стремянками. Для предохранения от смятия под опорами в ложементах расположены металлические стойки и ребра. Под опоры устанавливаются резиновые амортизаторы.

На боковых поверхностях и сзади цистерн имеются надписи «Огнеопасно» и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Общий вид автоцистерны представлен на рисунке 1, место нанесения знака поверки на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид автоцистерны 5675K1 АЦ-17.

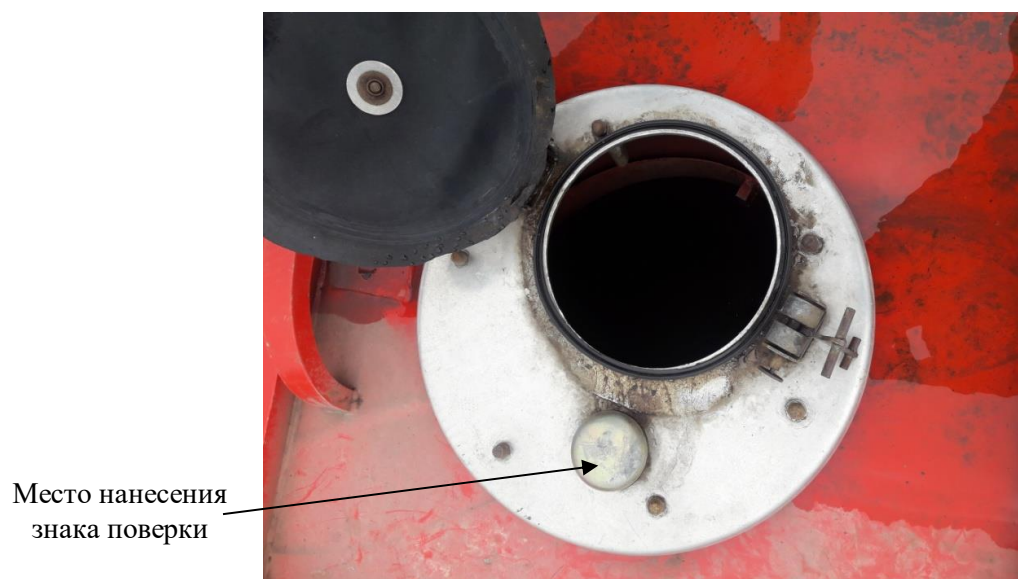


Рисунок 2 – Место нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	17000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	±0,40
Количество секций, шт.	1
Масса снаряженной автоцистерны, кг, не более	10865
Полная масса автоцистерны, кг, не более	25050
Время слива из цистерны, мин, не более: -самотеком	55
Распределение нагрузки автоцистерны полной массы, кг, не более: -через шины передних колес -через шины задней тележки	6 100 18 950
Остаток жидкости в цистерне после слива на горизонтальной площадке, % от номинальной вместимости, не более	0,1
Габаритные размеры, мм, не более	9000x2500x3700
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при температуре 20 °С, %	от - 40 до +50 не более 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Автоцистерны (заводские номера № 485, 486)	5675K1 АЦ-17	2 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Формуляр	—	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к автоцистернам 5675K1 АЦ-17

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «Таганай-Авто» (ООО «НТЦ «Таганай-Авто»)

ИНН: 7415044199

Адрес: 456313, Челябинская обл., г. Миасс, Тургойское шоссе, 13

Телефон: 8 (3513) 54-33-00, 54-33-38

Web-сайт: www.tgauto.ru

E-mail: taganaiavto@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Красноярском крае, Республике Хакасия и Республике Тыва (ФБУ «Красноярский «ЦСМ»)

660064, г. Красноярск, ул. Академика Вавилова, 1А

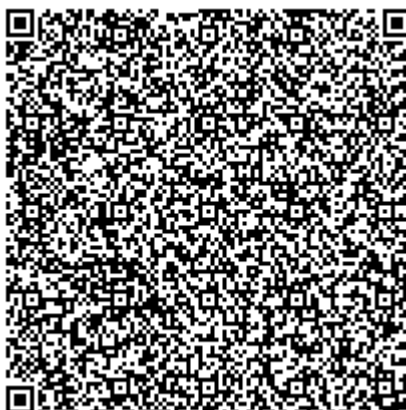
Телефон (391) 236-30-80

Факс (391) 236-12-94

Web-сайт: www.krascsm.ru

E-mail: csm@krascsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Красноярский «ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311536 выдан 26 февраля 2016 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11 в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11 в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналобразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР», систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «БЭК» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ООО «Иркутскэнергосвязь», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC(SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УССВ-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54074-13), имеющего погрешность синхронизации со шкалой координированного времени не более ± 1 мкс. ИВК каждый час сличает и синхронизирует свою шкалу времени со шкалой УССВ, время задержки сигнала составляет менее 150 мс. Корректировка внутренних часов УСПД осуществляется от УССВ-2, коррекция происходит в случае расхождения часов более 1 с при сличении каждые 30 мин. Внутренние часы счетчиков электрической энергии сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами УСПД не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении более 1 с и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2-3.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-1	ТПШФ-20 КТ 0,5 КТТ= 4000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327-E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-2	ТПШФ-20 КТ 0,5 КТТ= 4000/5 Рег. № 519-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-3	ТШВ-15 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-4	ТШВ-15 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1836-63	GSES 12D КТ 0,5 $K_{TH} = 6300\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-5	ТШВ-15 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
6	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-6	ТШВ-20 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1802RALX-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-7	ТШЛ-20 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A2R-4AL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
8	Иркутская ТЭЦ-11 ТГ-8	ТШЛ-20 КТ 0,5 КТТ= 8000/5 Рег. № 1837-63	GEF-12 КТ 0,5 $K_{TH} = 10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 28403-09	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
9	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Иркутская - Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (ВЛ-215)	ВСТ КТ 0,2S КТТ= 800/5 №21015661 Рег. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 $K_{TH} = 220000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
10	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-220 кВ ВЛ 220 кВ Иркутская - Черемхово № 2 с отпайками (ВЛ-216)	ВСТ КТ 0,2S КТТ= 800/5 Рег. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 КТ 0,2 $K_{TH} = 220000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 20344-05	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
11	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 - Белореченская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Белореченская)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 29255-07	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH} = 110000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 $K_{TH} = 110000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
12	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Мальта)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 29255- 07	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH} = 110000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 $K_{TH} = 110000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.19, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 – Вокзальная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Вокзальная)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 29255- 07	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 $K_{TH} =$ $110000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 $K_{TH} =$ $110000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Рег. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
14	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.18, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 - Усолье- Сибирское (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Усольская)	ТВ-110 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 29255- 07		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
15	Иркутская ТЭЦ-11 ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11-Карбид А	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Рег. № 20951- 06		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
16	Иркутская ТЭЦ-11 ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11-Карбид Б	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Рег. № 20951- 06		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
17	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 - Химпром А (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 - Химпром А)	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Рег. № 20951- 06		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
18	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ 11 - Химпром Б (ВЛ 110 кВ ТЭЦ- 11 - Химпром Б)	SB 0,8 КТ 0,2S КТТ= 750/5 Рег. № 20951- 06		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-110 кВ, яч.14, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-150Б- 1У1 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Пер. № 5313-76	НАМИ-110 УХЛ1 КТ 0,5 K _{TH} = 110000√3/100√3 Пер. № 24218-03 ЗНГ-110 КТ 0,5 K _{TH} = 110000√3/100√3 Пер. № 41794-09	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Пер. № 41907-09 УCCB-2 Пер. № 54074-13
20	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35 кВ, яч.3 КЛ 35 кВ в сторону ООО Руссоль	ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 47124-11	GEF 40,5 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
21	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.4, КЛ 35 кВ в сторону ЗСМ	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 21256- 03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
22	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.7, КЛ 35 кВ в сторону ЗСМ	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 21256- 03	GEF 40,5 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
23	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.8 КЛ 35 кВ в сторону В/З Белая	ТОЛ-СЭЩ-35- IV КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 47124- 11	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
24	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.9, КЛ 35 кВ в сторону В/З Белая	ТОЛ-СЭЩ-35- IV КТ 0,5S КТТ= 300/5 Пер. № 47124- 11	GEF 40,5 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 K _{TH} = 35000/√3/100/√3 Пер. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35 кВ, яч.10, КЛ 35 кВ в сторону ООО Руссоль	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Зав. №31 Зав. №740 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Зав. №838717 Зав. №943039 Зав. №943412 Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Зав. №869102 Зав. №869132 Зав. №869112 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Зав. №01323880 Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УCCB-2 Рег. № 54074-13
26	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.13, КЛ 35 кВ в сторону 5П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-05	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
27	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.17, КЛ 35 кВ в сторону 40П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
28	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.18, КЛ 35 кВ в сторону 40П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
29	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.25, КЛ 35 кВ в сторону 76П	RING КТ 0,5 КТТ= 800/5 Рег. № 31441-06	GEF 40,5 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 30373-05 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.26, п/ст 76	RING КТ 0,5 КТТ= 800/5 Рег. № 31441-06	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-54	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УCCB-2 Рег. № 54074-13
31	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.30, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 600/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
32	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.42, КЛ 35 кВ в сторону 5П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 600/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
33	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.48, КЛ 35 кВ в сторону 5П	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
34	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.49, КЛ 35 кВ	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
35	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.50, КЛ 35 кВ в сторону Разогрев Карбид А,Б	ТЛ-ЭК-35 КТ 0,5S КТТ= 300/5 Рег. № 62786-15		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
36	Иркутская ТЭЦ-11 ОРУ-35кВ, яч.52, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТОЛ 35 КТ 0,5S КТТ= 600/5 Рег. № 21256-03		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.7, КЛ 35 кВ в сторону В/З Ангара-Б	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 4462-74	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 $K_{TH} = 35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 912-54	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССБ-2 Рег. № 54074-13
38	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.9, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 4462-74		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
39	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.10, КЛ 35 кВ в сторону ГПП Город	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 4462-74		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
40	Иркутская ТЭЦ-11 ЗРУ-35кВ, яч.11, КЛ 35 кВ в сторону В/З Ангара-А	ТВ-35/10Т КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 4462-74		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
41	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.4, КЛ 6 кВ в сторону Новая база	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 400/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/100$ Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
42	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.6, КЛ 6 кВ в сторону 1п бш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
43	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.8, КЛ 6 кВ в сторону 151п 8ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
44	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.11, КЛ 6 кВ в сторону 47п 11ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
45	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.13, КЛ 6 кВ в сторону 151п 13ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
46	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.14, КЛ 6 кВ в сторону 31п 14ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/100$ Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
47	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.15, КЛ 6 кВ в сторону Новая база	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 400/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
48	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.16, КЛ 6 кВ в сторону 4п 16ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/100$ Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
49	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.17, КЛ 6 кВ в сторону 153п 17ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
50	Иркутская ТЭЦ- 11 ГРУ-6кВ, яч.19, КЛ 6 кВ в сторону 22п 19ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 750/5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
51	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.20, КЛ 6 кВ в сторону 128п 20ш (Трампарк)	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327-E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
52	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.21, КЛ 6 кВ в сторону 23п 21ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
53	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.46, КЛ 6 кВ в сторону 23п 46ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
54	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.50, КЛ 6 кВ в сторону 153п 50ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
55	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.51, КЛ 6 кВ в сторону 56п 51ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
56	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.52, КЛ 6 кВ в сторону 128п 52ш (Трампарк)	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
57	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.53, КЛ 6 кВ в сторону 4п 53ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
58	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.54, КЛ 6 кВ в сторону 22п 54ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
59	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.55, КЛ 6 кВ в сторону 31п 55ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
60	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.56, КЛ 6 кВ резерв	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 1261-59	КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
61	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.57, КЛ 6 кВ в сторону 1п 57ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
62	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.58, КЛ 6 кВ в сторону 47п 58ш	ТПОФ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 518-50	КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53 ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
63	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.65, КЛ 6 кВ в сторону 45п 65ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 $K_{TH} = 6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Зав. №8693 Зав. №8692 Зав. №8992 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
64	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.67, КЛ 6 кВ в сторону РП-2 ХФК	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
65	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.69, КЛ 6 кВ в сторону 97п 69ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
66	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.71, КЛ 6 кВ резерв	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
67	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.72, КЛ 6 кВ в сторону 56п 72ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
68	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.80, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 ХФК	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ= 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
69	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.82, КЛ 6 кВ в сторону 45п 82ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08-M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
70	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.83, КЛ 6 кВ в сторону РП-1 ХФК	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 2473-69		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
71	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.85, КЛ 6 кВ в сторону 97п 85ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
72	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.98, КЛ 6 кВ в сторону РРС	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-02		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
73	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.99, КЛ 6 кВ в сторону РП-2 ХФК	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
74	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.102, КЛ 6 кВ в сторону 17п 102ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX- P4GB-DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
75	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.104, КЛ 6 кВ в сторону РРС	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63		АЛЬФА A1805RALX-P4GB- DW-3 КТ 0,5S (А)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
76	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.109, КЛ 6 кВ в сторону РП-7	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327- E1-B08- M08 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
77	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.110, КЛ 6 кВ в сторону 81п 110ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
78	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.114, КЛ 6 кВ в сторону 71п 114ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-08		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
79	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.116, КЛ 6 кВ в сторону 17п 116ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-12	АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
80	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.121, КЛ 6 кВ в сторону РП-7	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
81	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.123, КЛ 6 кВ в сторону 71п 123ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
82	Иркутская ТЭЦ-11 ГРУ-6кВ, яч.124, КЛ 6 кВ в сторону 81п 124ш	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1261-59		АЛЬФА A1805RALX-P4GB-DW-3 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

П р и м е ч а н и я: 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 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 метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1-6, 8, 29, 30	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,6	4,5
7, 11-14, 19,37-82	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,3
9	Активная	0,5	1,4
	Реактивная	1,2	2,3
10	Активная	0,7	2,0
	Реактивная	1,5	3,7
15-18	Активная	0,9	2,1
	Реактивная	2,0	3,8
20-28, 31-36	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,4
Примечание: 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 минут. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-82 от плюс 18 до плюс 22 °С.			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	82
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25

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 электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для счетчика Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика Альфа А2R - среднее время наработки на отказ, лет, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 30 2 30 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее	300 10
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	10
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	36
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОФ-10	32
Трансформатор тока	ТВ-35/10Т	8
Трансформатор тока	ТОЛ 35	22
Трансформатор тока	ТЛ-ЭК-35	2
Трансформатор тока	RING	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-150Б-1У1	3
Трансформатор тока	SB 0,8	12
Трансформатор тока	ТВ-110	12
Трансформатор тока	ВСТ	6
Трансформатор тока	ТШЛ-20, ТШВ-20	9
Трансформатор тока	ТШВ-15	9
Трансформатор тока	ТПШФ-20	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	30
Трансформатор напряжения	GSES 12D	3
Трансформатор напряжения	GEF-12	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНГ-110	3
Трансформатор напряжения	GEF 40,5	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-54, ЗНОМ-35-65	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-6	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа A1802RAL-P4GB-DW-4	10
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа A1805RALX-P4GB-DW-3	71
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A2R-4AL-C25-T+	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.291.21.ПФ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11, аттестованном ООО «Метросервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-11 в части сальдо-перетоков электроэнергии

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 «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
ИНН 3811462280

Адрес: 664050, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26 «А»

Телефон: (3952) 225-303

Web-сайт: www.irmet.ru

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Испытательный центр

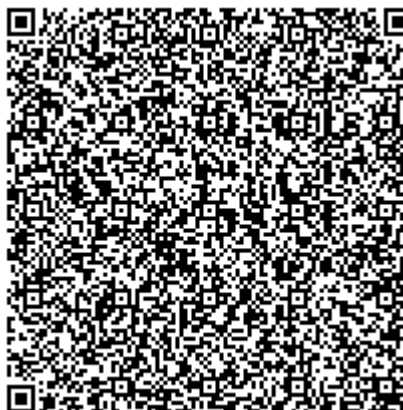
Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83838-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной горизонтальный наземный РГСН-20 (5+5+10)

Назначение средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный наземный РГСН-20 (5+5+10) (далее – резервуар) предназначен для измерений объема (вместимости) при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар стальной горизонтальный наземный РГСН-20 (5+5+10) представляет собой стальной металлический сосуд в форме горизонтального цилиндра с плоскими днищами наземного расположения. Резервуар является двухстенным и трехкамерным. Резервуар оборудован смотровыми люками-лазами, в которых размещены лестницы для спуска обслуживающего персонала внутрь камер резервуара. В верхней части резервуара предусмотрены площадки, предназначенные для удобства и безопасности перемещения обслуживающего персонала. По периметру верхней части резервуара установлены секции ограждения.

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенным в градуировочной таблице резервуара.

Резервуар стальной горизонтальный наземный РГСН-20 (5+5+10) расположен по адресу: г. Челябинск, контейнерная автозаправочная станция КАЗС-5.2+10.1Д.

Внешний вид резервуара стального горизонтального наземного РГСН-20 (5+5+10) в составе контейнерной автозаправочной станции КАЗС-5.2+10.1Д представлен на рисунке 1.

Эскиз общего вида резервуара стального горизонтального наземного РГСН-20 (5+5+10) представлен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Внешний вид резервуара стального горизонтального наземного РГСН-20 (5+5+10) в составе контейнерной автозаправочной станции КАЗС-5.2+10.1Д

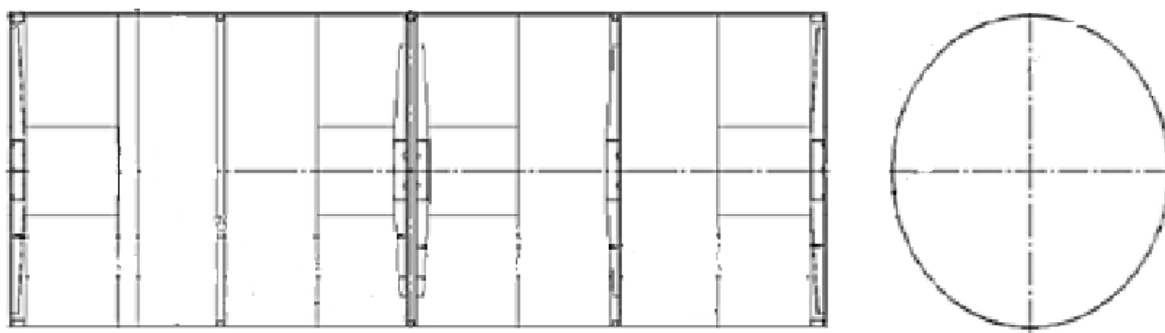


Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуара стального горизонтального наземного РГСН-20 (5+5+10)

Пломбирование резервуара стального горизонтального наземного РГСН-20 (5+5+10) не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и в градуировочную таблицу.

Заводской номер наносится в паспорт на резервуар типографическим способом и на маркировочную табличку контейнерной автозаправочной станции КАЗС-5.2+10.1Д ударным способом.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество камер	3
Номинальная вместимость, м³:	
– первая внутренняя камера	5
– вторая внутренняя камера	5
– третья внутренняя камера	10
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вместимости резервуара, %	±0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтепродукты
Температура измеряемой среды, °С	от -40 до +90
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +40
– атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара печатным методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный наземный	РГСН-20 (5+5+10)	1 шт.
Резервуар стальной горизонтальный наземный РГСН-20 (5+5+10). Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуару стальному горизонтальному наземному РГСН-20 (5+5+10)

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

Закрытое акционерное общество «АлтайСпецИзделия» (ЗАО «АлтайСпецИзделия»)

ИНН: 2224130666

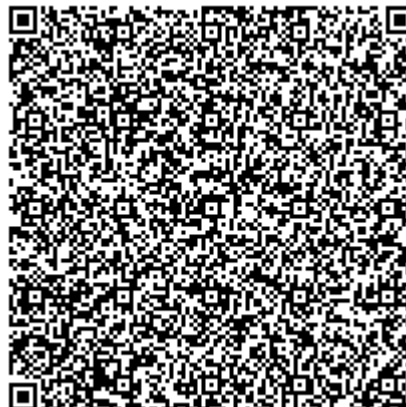
Адрес: 656922, Алтайский край, г. Барнаул, ул. Тракторная, д. 6

Испытательный центр

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

Адрес: Россия, 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17а

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Автоцистерны АКН УЗСТ 6619С-21

Назначение средства измерений

Автоцистерны АКН УЗСТ 6619С-21 (далее – АЦ) предназначены для измерений объема нефтепродуктов, нефти и других жидкостей за исключением пищевых.

Описание средства измерений

Принцип действия АЦ основан на заполнении их жидкостью до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему жидкости. Слив жидкости производится самотеком или через насос.

АЦ состоят из стальной сварной цистерны постоянного сечения круглой формы, установленной на шасси. Для гашения гидравлических ударов во время движения, внутри цистерны установлены волнорезы. Цистерна оборудована заливной горловиной с установленным указателем уровня налива. АЦ являются транспортными мерами полной вместимости (далее – ТМ). Указатель уровня налива находится в полости цистерны.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- горловину с указателем уровня;
- съемную крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- рукава напорно-всасывающие;

На боковых сторонах и сзади АЦ имеют знаки ограничения максимальной скорости, надписи и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего определенный груз. Заводские (серийные) номера наносятся на информационную табличку в виде буквенно-цифровых обозначений ударным методом.

Общий вид АЦ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид автоцистерны АКН УЗСТ 6619С-21

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

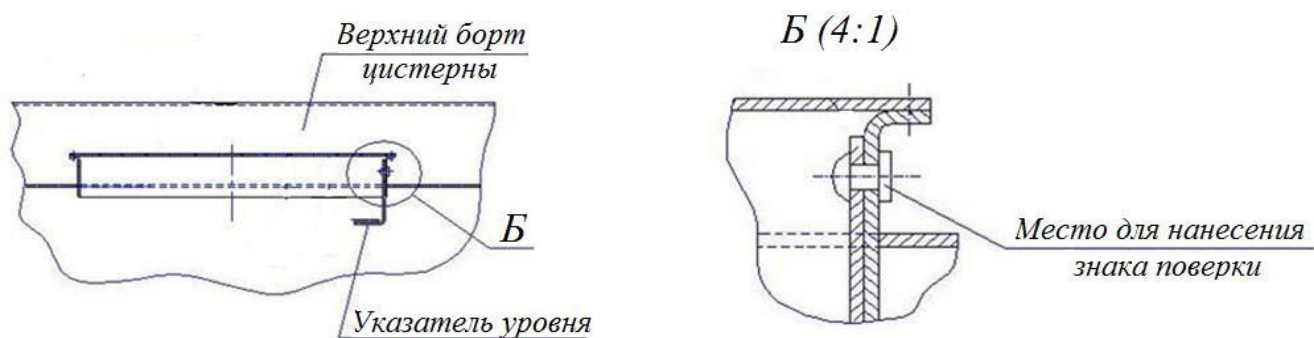


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива в полости цистерны, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±2,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Снаряженная масса, кг, не более	12700
Длина, мм	8700
Высота, мм	3650
Ширина, мм	2550
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -40 до +45

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Комплектуемые	Обозначение	Количество
Автоцистерна (зав.№№ Х8966193СК0DM7173, Х8966193СК0DM7172)	АКН УЗСТ 6619С-21	2 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	-	2 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 руководства по эксплуатации

Нормативные документы, устанавливающие требования к автоцистернам АКН УЗСТ 6619С-21

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Уральский Завод Спецтехники»
(ООО «УЗСТ»)
ИНН 7401011669
Адрес юридический: 456045, Челябинская обл., г. Усть-Катав, ул. Заводская 1.
Адрес фактический: 454084, г. Челябинск, ул. Горшечная 37.
Адрес производства: 456300, г. Миасс, Динамовское шоссе 2.
Телефон: +7 (351) 211-31-28
E-mail: secretary@uzst.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: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: <http://www.vniims.ru>

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29 марта 2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83840-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительно-управляющая в составе АСУ ТП Нижнекамской ПГУ ТЭС – ПТУ00, ГТУ01, ГТУ02

Назначение средства измерений

Система измерительно-управляющая в составе АСУ ТП Нижнекамской ПГУ ТЭС – ПТУ00, ГТУ01, ГТУ02 (далее – СИУ АСУ ТП или система) предназначена для измерений технологических параметров: температуры технологических жидкостей, газов и составных частей оборудования, давления (разрежения) технологических жидкостей и газов, разности (перепада) давлений технологических жидкостей и газов, переменного давления технологических жидкостей и газов, уровня технологических жидкостей, расхода технологических жидкостей, виброскорости и виброперемещения составных частей оборудования, частоты вращения составных частей оборудования, объемной доли различных компонентов в газовых средах, силы, напряжения и частоты переменного электрического тока, напряжения постоянного электрического тока, активной электрической мощности.

Описание средства измерений

СИУ АСУ ТП на функциональном уровне выделяется в составе системы контроля и управления оборудованием нормальной эксплуатации и реализует следующие функции:

- измерение технологических параметров оборудования паровой турбины ПТУ00, и газовых турбин ГТУ01 и ГТУ02;
- передача измерительной информации в систему верхнего уровня в цифровом виде;

Принцип действия системы основан на последовательных преобразованиях измеряемых величин.

Система состоит из совокупности измерительных каналов (ИК). ИК системы состоят из первичной части, включающей в себя первичные измерительные преобразователи (ПИП), и вторичной (электрической) части (ВИК). Первичная и вторичная части системы соединяются проводными линиями связи.

ПИП осуществляют преобразование измеряемых величин в электрические сигналы в виде силы постоянного электрического тока, электрического сопротивления, частоты и напряжения переменного тока.

Первичная часть системы включает:

- каналы измерительные MS-System RE103/WW017, регистрационный номер средства измерений в Федеральном информационном фонде (рег. №) 80555-20;
- датчики частоты вращения A5S, рег. № 69416-17;
- преобразователи давления измерительные SITRANS P серии 7MF, рег. № 61003-15;

- преобразователи термоэлектрические серии ТС, рег. № 71573-18;
- термопреобразователи сопротивления серий TR, TF, рег. № 71870-18;
- датчики давления HDA 4744, рег. № 61708-15;
- акселерометры СА, СЕ, рег. № 61291-15;
- преобразователи вихретоковые TQ, рег. № 60859-15;
- преобразователи влажности и температуры измерительные серии 90, модификаций 90.7021, 90.7023, рег. № 57251-14;
- преобразователи термоэлектрические серии SITRANS TS, рег. № 61526-15;
- расходомеры электромагнитные OPTIFLUX серии 4000, рег. № 40075-13;
- преобразователи переменного давления СР, рег. № 61964-15;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серий GA, GS, рег. № 54087-13;
- преобразователи давления измерительные С, рег. № 53138-13;
- преобразователи давления измерительные Cerabar S PMC71, рег. № 71892-18;
- термопреобразователи сопротивления серий TR, TF, рег. № 64818-16;
- преобразователи давления измерительные Sitrans P200, Sitrans P210, Sitrans P220, рег. № 51587-12;
- термопреобразователи сопротивления платиновые моделей WK93, WN100, WN500, WQ0232, WQ0233, рег. № 53246-13;
- преобразователи вихретоковые TQ, рег. № 60859-15;
- преобразователи измерительные напряжения переменного тока EMBSIN 221 UE, рег. № 31077-12;
- термопреобразователи сопротивления с переходной схемой соединения модификации 4.48, 4.68, 4.69, 4.91, Ex, Exia, рег. № 67083-17;
- уровнемеры байпасные поплавковые BNA, рег. № 67960-17;
- термопреобразователи сопротивлений серий 4,68,**,** ; 4,69,**,** и Exia,*,**,**, рег. № 64687-16;
- уровнемеры байпасные поплавковые BLE, рег. № 28258-04;
- газоанализаторы X-STREAM, рег. № 57090-14;
- преобразователи уровня гидростатические FD-01.2, рег. № 79958-20;
- преобразователи давления измерительные PU-01N.1.1.1.H, рег. № 80789-20;
- преобразователи термоэлектрические с одной термопарой AL-KB-1,5-870-0,15, рег. № 80172-20;
- преобразователь термоэлектрический с двумя термопарами 2xТур К, рег. №80171-20;
- расходомеры крыльчатые HMP 25-SC-W.PN40.E.V-090, рег. № 80312-20;
- термопреобразователи сопротивления платиновые WQ0233, рег. № 81142-20;
- преобразователи термоэлектрические MQ0206-PVDF6, рег. № 81143-20;
- Преобразователи термоэлектрические с унифицированным выходным сигналом 2xNiCr-N 5-68450-BB1382A, рег. №81134-20;
- Преобразователи термоэлектрические с унифицированным выходным сигналом 2xNiCr-Ni-K5-68450-BB1382A-04, рег. №80708-20;
- термопреобразователи сопротивления платиновые 2хРТ100 4-L 5-68450-BB1382A-05, рег. №80165-20;
- преобразователи термоэлектрические с унифицированным выходным сигналом 2xNiCr-Ni-5-68450-BB1382A-03, рег. №80326-20;
- преобразователи измерительные цифровые SICAM T 7KG9661, рег. № 66198-16;

- трансформаторы тока GAR3, рег. № 52590-13;
- трансформаторы напряжения ТЭС 6-G, рег. № 71106-18;
- преобразователи измерительные напряжения переменного тока, EMBSIN 221 UE, рег. № 31077-12.

Вторичная часть системы включает:

- модули AI, AI-DI/DQ, AQ, рег. № 80239-20;
- контроллеры частоты вращения E16, рег. № 49141-12;
- аппаратура защиты и мониторинга состояния VM600, рег. № 62001-15;
- модули ввода-вывода AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05, рег. № 82318-21;
- преобразователи измерительные для термопар и термопреобразователей сопротивления с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии K, рег. № 22149-14;
- преобразователи измерительные серии PR, рег. № 70943-18;
- устройства коммутации.

Устройства коммутации включают в себя соединительные коробки и кабели, обеспечивающие передачу измерительного сигнала, источники питания. Преобразований измерительной информации в устройствах коммутации не происходит.

Контроль за работой оборудования системы осуществляется с рабочей станции (РС), выполненной на базе ПЭВМ, которая позволяет получать результаты измерений.

Общий вид шкафа программно-технических средств ВИК представлен на рисунке 1.

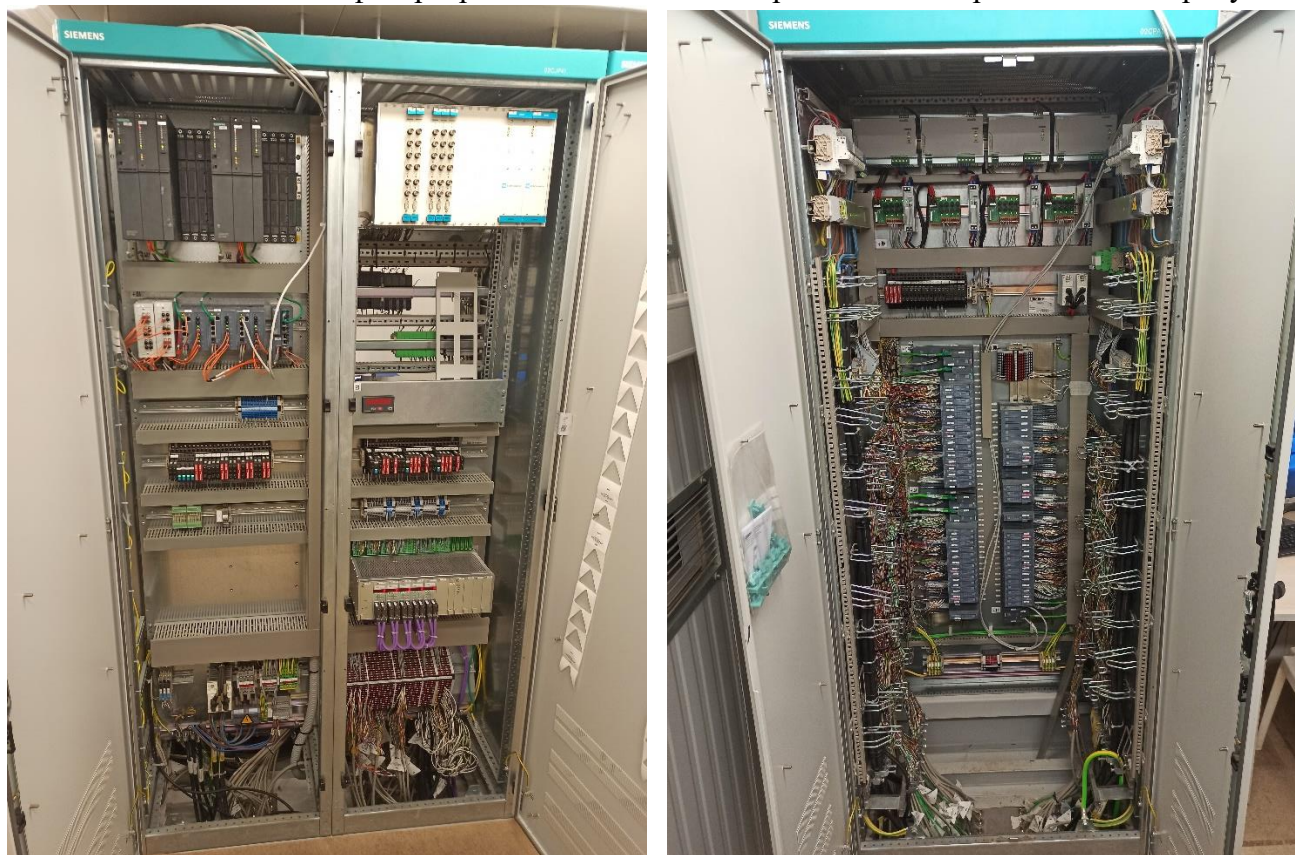


Рисунок 1 - Общий вид шкафа программно-технических средств ВИК
Пломбирование системы не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Программное обеспечение

Метрологически значимым для СИУ АСУ ТП является программное обеспечение (ПО) модулей AI, AI-DI/DQ, AQ, контроллеров частоты вращения E16, модулей ввода-вывода AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05 и ПО ПИП.

Встроенное микропрограммное ПО всех ПИП загружается в постоянную память приборов на заводе-изготовителе во время производственного цикла, оно недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации.

Прием и преобразование входных аналоговых сигналов в цифровую форму производится встроенным программным обеспечением (ВПО) модулей 6DL1134-6JH00-0EH1, 6DL1133-6EW00-0EH1, 6DL3100-8AC05, Braun E16A361, VM600.

Для защиты приборных стоек СИУ АСУ ТП с установленными в них компонентами вторичной части ИК предусмотрено закрытие дверей стоек с оборудованием на ключ, а также закрытие помещений, где установлены приборные стойки СИУ АСУ ТП.

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

Идентификационные данные ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SPPA-T3000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.2
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики системы

Измеряемая величина	Диапазон измерений (ДИ) 1)	ПИП			ВИК		Характеристики погрешности ¹⁾ ИК
		Тип 2)	Выходной сигнал	Характеристики погрешности ¹⁾	Состав	Характеристики погрешности ¹⁾	
1	2	3	4	5	6	7	8
Температура технологических жидкостей и газов, составных частей оборудования	от -60 до +80 °C	Thermo Sensor Xi-3000-2-0-0-0	Pt100 3) (α=0,00385 °C ⁻¹)	Δ = ±(0,15 + 0,002· t) °C	6DL1134-6JH00-0EH1	Δ = ±1,0 °C	Δ = ±(1,15 + 0,002· t) °C
	От 0 до +100 °C	Dittmer 4.91.00.22 3.8(CKM-L6 TDT)					
	От 0 до +200 °C	Dittmer 4,68,01,15 (M-FK420)					
	от -50 до +250 °C	Wika TR50-Q		Δ = ±(0,3 + 0,005· t) °C			Δ = ±(1,3 + 0,005· t) °C
	От -50 до +250 °C	Wika TR10-B AICZ					
	От -50 до +500 °C	Wika TR10-C-ZZZZ					
	От -50 до +400 °C	Labom GA2500					
	От 0 до +150 °C	Temperaturmesstechnik Geraberg WN500					
	От 0 до +150 °C	Temperaturmesstechnik Geraberg WQ 0233					
	От 0 до +300 °C	Dittmer 2xPt100 4-L 5-68450-BB1382A-05					
От 0 до +100 °C	Dittmer Модель: 4.13.20.24 4.13.20.84 (acc. datasheet 1.13.1)						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура технологических жидкостей и газов, составных частей оборудования	От 0 до +150 °C	WN500	Pt100 ³⁾ ($\alpha=0,00385\text{ °C}^{-1}$)	$\Delta = \pm(0,3 + 0,005 \cdot t)\text{ °C}$	6DL1134-6JH00-0EH1	$\Delta = \pm 1,0\text{ °C}$	$\Delta = \pm(1,3 + 0,005 \cdot t)\text{ °C}$
	От -30 до +120 °C	WQ 0233					
	От 0 до +100 °C	WQ 0232-PVDF					
	От 0 до +100 °C	Dittmer Exia D	Термопара типа «К» ³⁾	$\Delta = \pm(0,15 + 0,002 \cdot t)\text{ °C}$	Преобразователь измерительный PR мод. 5335 + 6DL1134-6JH00-0EH1	$\Delta = \pm 1,1\text{ °C}$	$\Delta = \pm(1,25 + 0,002 \cdot t)\text{ °C}$
	От 0 до +1100 °C	AL - KB 1,5 - 870		$\Delta = \pm 2,5\text{ °C}$ в поддиапазоне от 0 до +333 °C включ. $\Delta = \pm 0,0075 \cdot t\text{ °C}$ в поддиапазоне св. +333 до +1100 °C	KFD2-UT2-Ex2+ 6DL1133-6EW00-0EH1	$\Delta = \pm(0,0005 \cdot t + 0,006 \cdot D + 1)\text{ °C}$	$\Delta = \pm(0,0005 \cdot t + 0,006 \cdot D + 3,5)\text{ °C}$ в поддиапазоне от 0 до +333 °C включ. $\Delta = \pm(0,008 \cdot t + 0,006 \cdot D + 1)\text{ °C}$ в поддиапазоне св. +333 до +1100 °C

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура технологических жидкостей и газов, составных частей оборудования	от -40 до +600 °С	2xТип К	Термопара типа «К» ⁴⁾	$\Delta = \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне от -40 до +375 °С включ. $\Delta = \pm 0,0075 \cdot t \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне св. +375 до +600 °С	6DL1134-6JH00-0EH1	$\Delta = \pm 0,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 2,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне от -40 до +375 °С включ. $\Delta = \pm (0,0075 \cdot t + 0,8) \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне св. +375 до +600 °С
	от 0 до +550 °С	Wika TC10-C		$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне от -40 до +333 °С включ. $\Delta = \pm 0,0075 \cdot t \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне св. +333 до +550 °С			$\Delta = \pm 3,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне от -40 до +333 °С включ. $\Delta = \pm (0,0075 \cdot t + 0,8) \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне св. +333 до +550 °С
	от 0 до +200 °С	Wika TC53		$\Delta = \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\Delta = \pm 2,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	От 0 до +120 °С	MQ 0206-PVDF		$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\Delta = \pm 3,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	От 0 до +300 °С	2xNiCr-Ni-5-68450-BB1382A-03	От 4 до 20 мА	$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\Delta = \pm 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Температура технологических жидкостей и газов, составных частей оборудования	От 0 до +600 °C	2xNiCr-N 5-68450-BB1382A	От 4 до 20 мА	$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне от 0 до +375 °C включ. $\Delta = \pm (1 + 0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне св. +375 до +600 °C	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\Delta = \pm 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне от 0 до +375 °C включ. $\Delta = \pm (2,5 + 0,004 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ в поддиапазоне св. +375 до +600 °C
	От 0 до +300 °C	2xNiCr-Ni-K5-68450-BB1382A-04		$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\Delta = \pm 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	От -40 до +80 °C	JUMO 90.7023		$\Delta = \pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\Delta = \pm 2,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
	от -60 до +120 °C	Siemens 7MC7523-0NA00-1CC1-Z		$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$			$\Delta = \pm 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Уровень технологических жидкостей	от 0 до 2 м	Profimess FD-01.2.0.1.1.2.04.2.1	От 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,35 \%$	BRAUN - E16 A365 (752P)	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,85 \%$
	От 5 до 600 мм	Wika KFG Level (1015) BMG-		$\Delta = \pm 5,0 \text{ мм}$			$\Delta = \pm 5,6 \text{ мм}$
	От 0 до 800 мм	Wika KFG Level (1016) UTN-		$\Delta = \pm 5,0 \text{ мм}$	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\Delta = \pm 9,0 \text{ мм}$
	От 90 до 320 мм	Wika KFG Level (1001) ALF		$\Delta = \pm 5,0 \text{ мм}$			$\Delta = \pm 6,2 \text{ мм}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	44	5	6	7	8
Давление, разность давлений, разрежение технологически жидкостей и газов	От 0 до 250 бар От 0 до 25 МПа	7MF4333, 7MF4233, 7MF4033	от 4 до 20 мА	$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,2 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm (0,1 \cdot \kappa + 0,2) \%$	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma = \pm (0,1 \cdot \kappa + 0,9) \%$
					AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05	$\gamma = \pm 0,12 \%$	$\gamma = \pm (0,1 \cdot \kappa + 0,52) \%$
					BRAUN - E16 A365 (752P)	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm (0,1 \cdot \kappa + 0,5) \%$
	от 0 до 25 бар	Profiness PU-01N.1.1.1.H		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 1,0 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,35 \%$ на каждые 10 °C	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_{\text{осн}} = \pm 1,5 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,35 \%$ на каждые 10 °C
	от 0 до 250 бар	HDA 4744-A-250-000 + PP		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,5 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,15 \%$ на каждые 10 °C			$\gamma_{\text{осн}} = \pm 1,0 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,15 \%$ на каждые 10 °C
	От 0 до 500 мбар	Siemens 7MF4433		$\gamma_{\text{осн}} = \pm (0,005 \cdot \kappa + 0,05) \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm (0,08 \cdot \kappa + 0,1) \%$			$\gamma_{\text{осн}} = \pm (0,005 \cdot \kappa + 0,55) \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm (0,08 \cdot \kappa + 0,1) \%$
	От 0 до 25 бар	Labom CA1100		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,2 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,2 \%$ на каждые 10 °C	AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05	$\gamma = \pm 0,12 \%$	$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,32 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,2 \%$ на каждые 10 °C
	От 0 до -15 мбар	Endress+Hauser GmbH Cerabar S PMC71		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,05 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,1175 \%$ на каждые 28 °C	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,55 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,1175 \%$ на каждые 28 °C
	От 0 до 250 бар	Siemens SITRANS P220 7MF1567-3DD00-1AA1		$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,25 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,063 \%$ на каждые 10 °C			$\gamma_{\text{осн}} = \pm 0,75 \%$ $\gamma_{\text{доп}} = \pm 0,063 \%$ на каждые 10 °C
	От 0 до 250 м³/ч	Krohne Optiflux 4300R		$\delta = \pm 1,1 \%$			$\Delta = \pm (1,25 + 0,011 \cdot X) \text{ м}^3/\text{ч}$
Расход технологически жидкостей и газов	От 28 до 280 л/мин	KEM HMP25-SC-W.PN40.E.V.-090 (VTC-K-K-N-P)		$\delta = \pm 3 \%$	AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05	$\gamma = \pm 0,12 \%$	$\Delta = \pm (0,31 + 0,03 \cdot X) \text{ м}^3/\text{ч}$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Концентрация кислорода	От 0 до 10 %	Emerson Модель: X- STREAM XE	от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 7,5 \%$	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma = \pm 8 \%$
Концентрация водорода	От 0 до 35 %			Не нормируется			Не нормируется
Удельная теплотворная способность газа	От 30 до 50 мДж/м ³			Не нормируется			Не нормируется
Плотность газа	От 0,7 до 1,2 кг/м ³			Не нормируется			Не нормируется
Виброперемещение технологических частей оборудования	От 2 до 8 мм	MS-System RE103/WW01 7		$\delta = \pm 3 \%$			$\Delta = \pm(0,03 + 0,03 \cdot X) \text{ мм}$
СКЗ виброперемещения технологических частей оборудования	от 0,3 до 4,3 мм	MEGGITT TQ 402 & (IQS 450)	Напряжение переменного тока	от -25 до +40 мкМ	VM600 + 6DL1133-6EW00-0EH1	$\Delta = \pm(0,02 + 0,03 \cdot X) \text{ мкМ}$	От $-(0,055 + 0,03 \cdot X)$ до $+(0,076 + 0,03 \cdot X) \text{ мкМ}$
	От 0 до 500 мкМ	MEGGITT TQ 412 & (IQS 450)	Напряжение переменного тока				
Частота вращения технологических частей оборудования	От 0,1 до 100 Гц	BRAUN A5S13	от 0,1 до 100 Гц	$\delta = \pm 0,1 \%$	AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05	$\delta = \pm 0,01 \%$	$\delta = \pm 0,11 \%$
	От 0 до 12000 Гц	BRAUN A5S	от 0 до 12000 Гц		Braun E16	$\delta = \pm(0,005 + 1EMP) \%$	$\delta = \pm(0,105 + 1EMP) \%$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Виброскорость технологических частей оборудования	от 0,8 до 50 мм/с	144-202-000-2x5	От 5 до 5000 Гц	$\delta_{\text{осн}} = \pm 13 \%$ (для ДИ от 0,8 до 1,5 мм/с) $\delta_{\text{осн}} = \pm 11 \%$ (для ДИ от 1,5 до 50 мм/с) $\delta_{\text{доп}} = \pm 0,05 \%$ на каждый 1 °С	VM600 + 6DL1133-6EW00-0EH1	$\Delta = \pm(0,02 + 0,03 \cdot X)$ мм/с	$\Delta_{\text{осн}} = \pm(0,02 + 0,16 \cdot X)$ мм/с (для ДИ от 0,8 до 1,5 мм/с) $\Delta_{\text{осн}} = \pm(0,02 + 0,14 \cdot X)$ мм/с (для ДИ от 1,5 до 50 мм/с) $\delta_{\text{доп}} = \pm 0,05 \%$ на каждый 1 °С
	От 0 до 20 мм/с	Meggitt CA 202 & (IPC 704)	От 0,5 до 5000 Гц	$\delta = \pm 19,5 \%$			$\Delta = \pm(0,02 + 0,225 \cdot X)$ мм/с
		CE680	От 0,5 до 14000 Гц	$\delta = \pm 6 \%$			$\Delta = \pm(0,02 + 0,09 \cdot X)$ мм/с
Переменное давление газа	От 0,0005 до 250 мбар	Meggitt CP 532	От 2 до 15000 Гц	$\delta_{\text{осн}} = \pm 10 \%$ $\delta_{\text{доп}} = \pm 5 \%$	6DL1133-6EW00-0EH1	$\Delta = \pm(0,02 + 0,03 \cdot X)$ мбар	$\Delta = \pm(0,02 + 0,18 \cdot X)$ мбар
Сила переменного электрического тока	От 0 до 10 кА	ТТ – GAR3 ИП - 7KG9661	от 4 до 20 мА	$\delta = \pm 0,7 \%$		$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\Delta = \pm(0,05 + 0,007 \cdot X)$ кА
Напряжение переменного электрического тока	От 0 до 20 кВ	ТН – TJC 6-G ИП - 7KG9661		$\delta = \pm 0,4 \%$			$\Delta = \pm(0,1 + 0,004 \cdot X)$ кВ
	От 0 до 500 В	ТН – TJC 6-G ИП - EMBSIN 221 UE		$\Delta = \pm(2,5 + 0,002 \cdot X)$ В			$\Delta = \pm(5 + 0,002 \cdot X)$ В
Сила постоянного электрического тока ⁵⁾	-	-		$\delta = \pm 0,4 \%$			$\Delta = \pm(1,5 + 0,004 \cdot X)$ В

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Активная электрическая мощность	От -20 до 220 МВт	ТТ – GAR3 ТН – TJC 6-G ИП - 7KG9661	от 4 до 20 мА	$\delta = \pm 1,4 \%$	AddFEM PoCo Plus 6DL3100-8AC05	$\gamma = \pm 0,12 \%$	$\Delta = \pm(0,29 + 0,014 \cdot X) \text{ МВт}$
Частота переменного электрического тока	От 45 до 55 Гц	ИП - 7KG9661		$\Delta = \pm 0,01 \text{ Гц}$	6DL1133-6EW00-0EH1	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\Delta = \pm 0,06 \text{ Гц}$

Примечания:

¹⁾ В таблице указан максимальный диапазон измерений для данной структуры ИК, внутри которого выбираются конкретные рабочие поддиапазоны измерений. В ИК уровня технологических жидкостей «ноль» носит условный характер и может быть установлен в любой точке в пределах диапазона измерений датчика. Диапазон показаний, отображаемых на верхнем уровне, для отдельно взятого ИК может быть смещен относительно диапазона измерений.

Используемые обозначения:

Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности в рабочих условиях эксплуатации;

δ – предел допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях эксплуатации;

γ – пределы допускаемой приведенной погрешности в рабочих условиях эксплуатации (приведенной к диапазону измерения);

$\Delta_{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности;

$\delta_{\text{осн}}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности;

$\gamma_{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности (приведенной к диапазону измерения);

$\delta_{\text{доп}}$ – предел допускаемой дополнительной относительной погрешности от изменения температуры окружающей среды;

$\gamma_{\text{доп}}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности от изменения температуры окружающей среды (приведенной к диапазону измерения);

t – текущее значение измеряемой температуры, °С;

X – текущее значение измеряемого параметра;

k – коэффициент перенастройки диапазона;

ЕМР – единица младшего разряда.

Продолжение таблицы 2

- ²⁾ В качестве ПИП могут использоваться аналогичные ПИП утвержденного типа с метрологическими характеристиками не хуже указанных в столбце 5 таблицы.
- ³⁾ В составе ИК температуры в качестве ПИП могут использоваться термопреобразователи сопротивления утвержденного типа с НСХ типа Pt100 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) по ГОСТ 6651-2009 класса допуска не ниже указанного в таблице.
t – измеренное значение температуры, $^{\circ}\text{C}$.
- ⁴⁾ В составе ИК температуры в качестве ПИП могут использоваться термодпары утвержденного типа с НСХ типа К по ГОСТ Р 8.585-2001 класса допуска не ниже указанного в таблице.
- ⁵⁾ Канал измерения сигналов от измерительных преобразователей сигналов напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 300 В. Отображение на АРМ в единицах измерения напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 300 В.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК системы

Наименование параметра	Значение
Напряжение питания переменного тока с частотой 50±2 Гц, В	от 187 до 242
Рабочие условия ПИП и ИП, кроме ТС и ТП:	
Температура окружающей среды, °С	от -20 до +35
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Относительная влажность окружающего воздуха, %	до 80 без конденсации
Рабочие условия применения ВИК:	
Температура окружающей среды, °С	от +20 до +30
Относительная влажность окружающего воздуха при температуре не более +25 °С, %	до 80 без конденсации
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа «Система измерительно-управляющая в составе АСУ ТП Нижнекамской ПГУ ТЭС – ПТУ00, ГТУ01, ГТУ02. Руководство по эксплуатации».

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительно-управляющая в составе АСУ ТП Нижнекамской ПГУ ТЭС – ПТУ00, ГТУ01, ГТУ02, заводской № 001	СИУ АСУ ТП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	СТГТ-НКНХ-001 РЭ	1 шт.
Формуляр	СТГТ-НКНХ-001 ФО	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационной документации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительно-управляющей в составе АСУ ТП Нижнекамской ПГУ ТЭС – ПТУ00, ГТУ01, ГТУ02

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сименс Технологии Газовых Турбин»
(ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин»)

ИНН: 7804027534

Адрес: 188508, Ленинградская обл., Ломоносовский р-н, Южная часть промзоны Горелово тер, Сименса ул., д. 1

Телефон: (812) 643-73-00

E-mail: SGTT@siemens.com

Web-сайт: www.siemens.com/energy

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

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

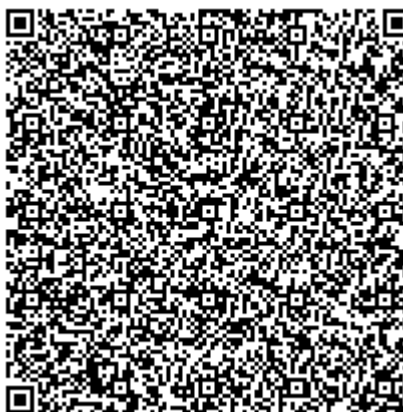
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-10

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-10 предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 10 м³.

Принцип действия резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-10 основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-10 представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами. По наружной поверхности резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты и покрыты оцинкованным листом.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заводские номера наносятся на обшивку резервуара (рисунок 1).

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Резервуары РГС-10 с заводскими номерами 1, 2 расположены по адресу: Республика Башкортостан, Туймазинский район, г. Туймазы, с. Субханкулово, МО «Гафуровский с/с», ул. Магистральная, 3, ЛПДС «Субханкулово», Туймазинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-10 представлен на рисунках 2, 3.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Место нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-10 с заводским номером 1



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РГС-10 с заводским номером 2

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-10 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-10	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-10

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 г. 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

Открытое акционерное общество «Болоховский завод сантехнических заготовок»
(ОАО «Бзстз»)
ИНН 7128003449
Адрес: 301275, Тульская обл., Киреевский р-н, п. Стахановский, ул. Заводская, 1 здание
заводоуправления, кабинет 1
Телефон: +7 (4872) 70-48-51
Web-сайт: bzstz.ru
E-mail: bzstz07@mail.ru

Испытательный центр

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

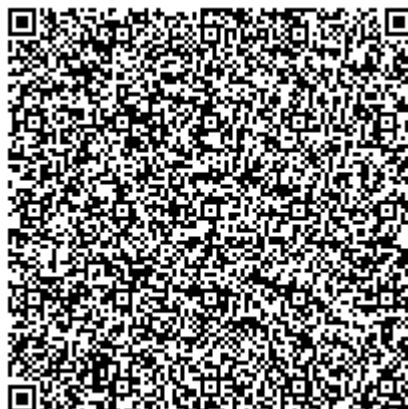
Адрес: 420132, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83842-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТТИ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТТИ (далее - трансформаторы) предназначены для преобразования переменного тока в электрических цепях с целью передачи сигнала измерительной информации средствам измерений, устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических установках переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов основан на использовании явления электромагнитной индукции, то есть на создании электродвижущей силы (далее – ЭДС) переменным магнитным полем. Первичный ток, протекая по первичной обмотке, создает в магнитопроводе вторичной обмотки ЭДС. Так как вторичная обмотка замкнута на внешнюю нагрузку, ЭДС вызывает появление во вторичной обмотке и внешней нагрузке тока, пропорционального первичному току.

Трансформаторы – встроенные, шинные, в пластмассовом корпусе, однофазные, одноступенчатые, для измерений или учета, с одной вторичной обмоткой, с одним коэффициентом трансформации. В качестве первичной обмотки выступает шина, пропущенная через проходное отверстие трансформатора. Выводы вторичной обмотки подключены к клеммам, закрепленным в верхней части корпуса трансформатора. Трансформаторы могут выпускаться в корпусах черного или серого цвета.

Трансформаторы выпускаются в модификациях ТТИ-А, ТТИ-30, ТТИ-40, ТТИ-60, ТТИ-85, ТТИ-100, ТТИ-125, отличающихся номинальным первичным током, классом точности, номинальной вторичной нагрузкой, размерами проходного отверстия, габаритными размерами и массой. Модификация ТТИ-А изготавливается со встроенной шиной.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку трансформатора любым технологическим способом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид трансформаторов представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на трансформаторы в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование трансформаторов не предусмотрено.



а) модификация ТТИ-А



б) модификация ТТИ-30



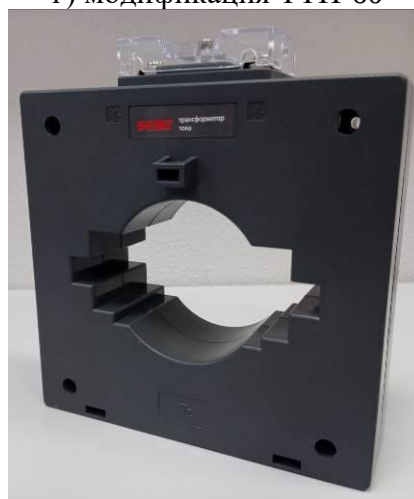
в) модификация ТТИ-40



г) модификация ТТИ-60



д) модификация ТТИ-85



е) модификация ТТИ-100



ж) модификация ТТИ-125

Рисунок 1 - Общий вид трансформаторов

Таблица 2 – Габаритные размеры и масса трансформаторов

Модификация	Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более	Размеры поперечного сечения шины (длина×ширина), пропускаемой через проходное отверстие, мм, не более	Масса, кг, не более
ТТИ-А	83×103×47	-	0,60
ТТИ-30	83×103×47	30×10	0,60
ТТИ-40	75×98×42	40×10	0,38
ТТИ-60	101×127×45	60×20	0,60
ТТИ-85	128×157×42	82×30	1,02
ТТИ-100	144×154×42	100×10; 80×30	1,16
ТТИ-125	191×220×42	125×10; 125×57	2,20

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающей среды, °С	от -45 до +50
Средняя наработка до отказа, ч	320000
Средний срок службы, лет	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на маркировочную наклейку трансформатора любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока ТТИ	-	1 шт.
Держатели для крепления на монтажной поверхности	-	4 шт. ¹⁾ 2 шт. ²⁾
Крепежная пластина ³⁾	-	1 шт.
Винты для крепления шины ⁴⁾	-	2 шт.
Пластиковые изоляторы на винты ⁴⁾	-	2 шт.
Комплект для крепления к шине: ⁵⁾ - болт - гайка - шайба пружинная - шайба плоская	-	2 шт. 2 шт. 2 шт. 2 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Упаковочная коробка	-	1 шт.
¹⁾ Для всех модификаций, кроме ТТИ-А. ²⁾ Только для модификации ТТИ-А. ³⁾ Для всех модификаций, кроме ТТИ-А, ТТИ-60, ТТИ-100. ⁴⁾ Для всех модификаций, кроме ТТИ-А. ⁵⁾ Только для модификации ТТИ-А.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Методика (методы) измерений» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТТИ

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 года № 2768 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»

ТУ 27.11.42-002-31374390-2021 «Трансформаторы тока ТТИ. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сарапульский электромеханический завод» (ООО «СЭМЗ»)

ИНН 1838022029

Адрес деятельности: 427964, Удмуртская республика, г. Сарапул, проезд Красный, здание 25, корпус 1

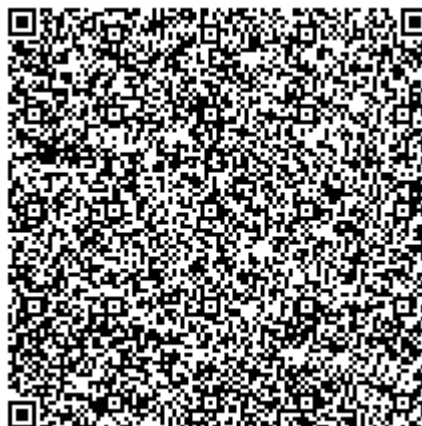
Место нахождения и адрес юридического лица: 427964, Удмуртская республика, г. Сарапул, проезд Красный, здание 25, корпус 1

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83843-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ЗНОМ-15-63

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ЗНОМ-15-63 (далее по тексту – трансформаторы напряжения), изготовленные в период 1967 по 1975 гг., предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов заключается в преобразовании напряжения промышленной частоты в напряжение для измерения, а также для обеспечения гальванического разделения измерительных приборов от цепи высокого напряжения.

Трансформаторы являются однофазными, заземляемыми.

Трансформаторы состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, обмоток с изоляцией и других конструктивных деталей, служащих для соединения отдельных частей в единую конструкцию.

Активная часть находится в баке, заполненном трансформаторным маслом. Баки и крышки трансформаторов сварены из немагнитной стали, так как трансформаторы предназначены для встраивания в пофазно-экранированные токопроводы и находятся в поле больших токов. Баки и крышки трансформаторов выполнены из листовой стали. Выводы первичной обмотки расположены на крышке бака. Выводы вторичных обмоток и заземляемый ввод первичной обмотки трансформаторов расположены на боковой стенке бака.

Трансформаторы напряжения выпущены в следующих модификациях:

- ЗНОМ-15-63 заводские №№ 18251, 19018, 19020, 19536, 20208, 20211, 23388, 25218, 25219;
- ЗНОМ-15-63У4 заводские №№ 31297, 31703, 31704, 35413, 35424, 37099.

Общий вид трансформаторов приведен на рисунке 1.

Пломбирование трансформаторов не предусмотрено. Нанесение знака поверки на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен методом тиснения на информационную табличку в месте, указанном на рисунке 1.

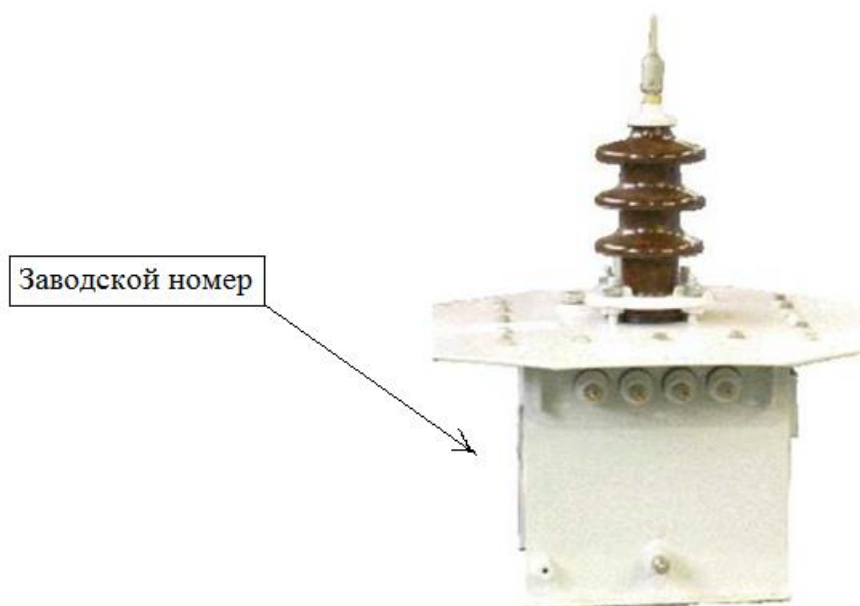


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация трансформатора	ЗНОМ-15-63	ЗНОМ-15-63У4	ЗНОМ-15-63У4
Заводской номер	18251, 19018, 19020, 19536, 20208, 20211, 23388, 25218, 25219	31297, 31703, 31704,	35413, 35424, 37099
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	6000/ $\sqrt{3}$		10000/ $\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$		
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50		
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5		
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	50		75

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40 до +45

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	1 шт.
	ЗНОМ-15-63У4	1 шт.
Паспорт	ЗНОМ-15-63	1 экз.
	ЗНОМ-15-63У4	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения ЗНОМ-15-63

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

«Московский электрозавод им. В.В. Куйбышева» (изготовлены с 1967 г. по 1975 г.)

Адрес: 105023, г. Москва, ул. Электрозаводская, 21

Испытательный центр

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

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

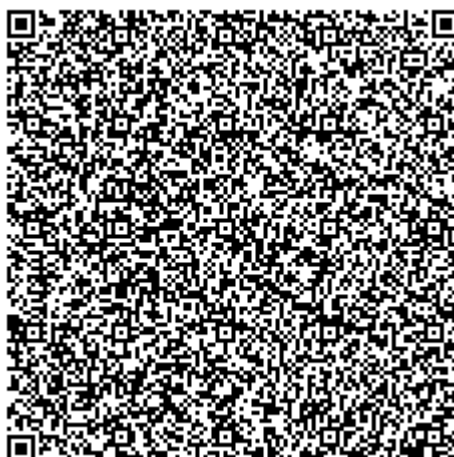
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83844-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-111

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-111 (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), 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, 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-111.

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- энергии	Метрологические характе- ристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях (±δ), %	
1	ТП-225 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	0,7	2,2	
							Реак- тивная	1,3	4,0	
2	ТП-225 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТСН 12 Кл.т. 0,2S 3000/5 Рег. № 26100-03 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07				Актив- ная	0,7	2,2
								Реак- тивная	1,3	4,0
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 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ 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 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -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	140000 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	TCH 12	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.018	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-111», 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-111

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

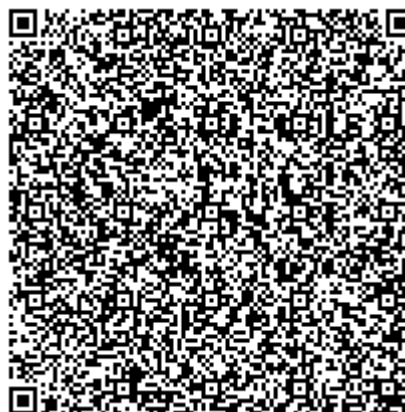
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83845-21

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 921118, 850112, 760213, 150618, 981118, 700918, 861206, 030604, 931118, 870111, 951118, 780914, 961118, 010491, 941118, 1021118, 971118, 891118.

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 , $\text{мм}^2/\text{с}^2$	Диапазон измерений вязкости, $\text{мм}^2/\text{с}$	Пределы допускаемой относительной погрешности определения постоянных вискозиметров, %	Отклонение постоянной вискозиметра от номинального значения, %, не более
921118, 850112	0,0017	0,4 – 3,4	$\pm (0,0109 \cdot \ln(C) + 0,1214)^*$, где C – номинальное значение постоянной вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$	30
760213, 150618	0,005	1 – 10		
981118	0,010	2 – 20		
700918	0,017	3,4 – 34,0		
861206, 030604	0,05	10 – 100		
931118, 870111	0,17	34 – 340		
951118, 780914	0,5	100 – 1000		
961118, 010419	1,7	340 – 3400		
941118, 1021118	5,0	1000 – 10000		
971118	10,0	2000 – 20000		
891118	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 921118, 850112, 760213, 150618, 981118, 700918, 861206, 030604, 931118, 870111, 951118, 780914, 961118, 010491, 941118, 1021118, 971118, 891118	18 шт.
Футляр для вискозиметров	-	5 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»

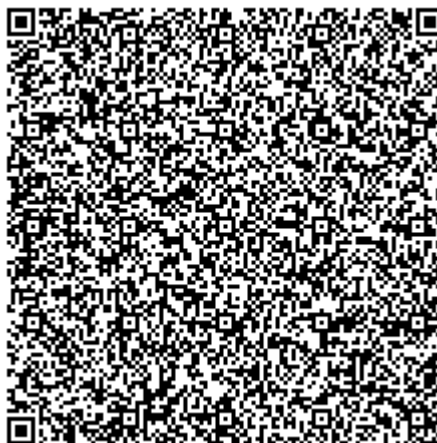
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19

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 «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83846-21

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала (далее – АСКУТЭ ТЭЦ-22) предназначена для измерений объемного расхода, объема, массы, температуры, разности температур, давления и количества тепловой энергии, а также времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСКУТЭ ТЭЦ-22 основан на измерениях параметров теплоносителя (объемный расход, объем, масса, температура, разность температур, давление) и количества тепловой энергии измерительными компонентами с последующей обработкой измерительной информации вычислительными компонентами.

АСКУТЭ ТЭЦ-22 представляет собой multifunctionalную, проектно-компонованную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АСКУТЭ ТЭЦ-22 спроектирована для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления, принимается как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596-2002). АСКУТЭ ТЭЦ-22 осуществляет учет тепловой энергии и параметров теплоносителя на объектах ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-22, РТС «Жулебино», РТС «Некрасовка», РТС «Перово». Перечень узлов учета (УУ) приведен в таблице 1.

Нижний уровень включает в свой состав измерительные компоненты (средства измерений утвержденного типа (далее - СИ)), размещенные на УУ, обеспечивающие измерение и передачу полученных данных на средний уровень АСКУТЭ ТЭЦ-22. Перечень СИ, которыми укомплектованы УУ приведен в таблице 2.

Средний уровень: связующие компоненты - устройства сбора и передачи данных (УСПД), вычислительная компонента - сервер измерительно-вычислительного комплекса (сервер ИВК), коммутационное оборудование и каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Верхний уровень состоит из сервера коммерческого учета (СКУ), установленного в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнерго», автоматизированных рабочих мест (АРМ) и вспомогательного оборудования.

Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-22 приведена на рисунке 1.

Таблица 1 – Перечень УУ

Наименование			
№	ТЭЦ-22	№	ТЭЦ-22
1	Магистраль М-1 «Кузьминки»	12	Подпиток т/с БЛ-9 (через деаэратор)
2	Магистраль М-12 «Вешняки»	13	Подпиток т/с БЛ-9 (помимо деаэратора)
3	Магистраль М-7 «Выхино»	14	Возврат конденсата с МНПЗ
4	Магистраль М-14 «Люблино»	15	Холодная вода
5	Магистраль М-5 «Орехово-Борисово»	16	Аварийный подпиток т/с от ТГ-10
6	Пар на МНПЗ (нитка А)	17	Аварийный подпиток т/с от ТГ-6
7	Пар на МНПЗ (нитка Б)	18	Аварийный подпиток т/с от ТГ-3
8	Пар на МНПЗ (Линия-3)	19	Наружный воздух
9	Пар на МНПЗ 40ата	20	Врезка в Магистраль №5
10	Подпиток теплосети Л-1	21	Врезка в Магистраль №7
11	Подпиток теплосети Л-2	-	-

Продолжение таблицы 1

Наименование					
№	РТС «Жулебино»	№	РТС «Некрасовка»	№	РТС «Перово»
22	Вывод 1-я очередь	28	Вывод 1	34	Вывод
23	Вывод 2-я очередь	29	Вывод 2	35	Подпитка 1-очереди
24	Подпитка 1-очереди	30	Подпитка 1	36	Подпитка 2-очереди
25	Подпитка 2-очереди	31	Подпитка 2	37	Холодная вода 1
26	Холодная вода 1	32	Холодная вода 1	38	Холодная вода 2
27	Холодная вода 2	33	Холодная вода 2	39	Наружный воздух

Таблица 2 – Перечень СИ

№ ¹	Наименование	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Кол-во
1	2	3	4
1 - 5, 22, 23, 28, 29, 34	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 - расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц) - комплект термометров сопротивления КТПТР-01 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 28363-14 46156-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 2 шт. 2 комп. ² 2 шт.
6, 7, 8, 9	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 - диафрагма камерная стандартная ДКС ГОСТ 8.586-2005 - преобразователь дифференциального давления АИР-20/М2-Н/ДД - преобразователь абсолютного давления АИР-20/М2-Н/ДА - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	72830-18 53503-13 - 63044-16 63044-16 46155-10	1 шт. 1 шт. 1 шт. 2 шт. 1 шт. 1 шт.

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
10 - 14, 24, 25, 30, 31, 35, 36	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 - теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	72830-18 53503-13 67374-17 72888-18 46155-10	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
15	Комплекс учета энергоносителей ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	48574-11 53503-13 72888-18 46155-10	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
16, 18	- счетчик-расходомер электромагнитный РМ5-Т - датчик давления ИД-И-АЦ-К1 - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	20699-11 26818-15 46155-10	1 шт. 1 шт. 1 шт.
17	- счетчик-расходомер электромагнитный РМ5-Т - датчик давления МТ100Р - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	20699-11 13094-01 46155-10	1 шт. 1 шт. 1 шт.
19	- вычислитель УВП-280 - преобразователь температуры термоэлектрический ТМТ - датчик давления Сапфир-22МТ	18379-04 15422-96 15040-95	1 шт. 1 шт. 1 шт.
20, 21	- вычислитель УВП-280 - счетчик воды ультразвуковой Ирвикон СВ-200 П2 - преобразователи давления АИР-10Н-ДИ - комплект термометров сопротивления КТПТР-01	53505-13 23451-13 31654-14 46156-10	1 шт. 2 шт. 2 шт. 2 шт.
26 ⁴ , 27 ⁴ , 32 ⁴ , 33 ⁴ , 37 ⁴ , 38 ⁴	- термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	46155-10	1 шт.
39	- вычислитель УВП-280 - термопреобразователь сопротивления ТСМ 9418	53503-13 15196-06	1 шт. 1 шт.

¹ Приведена нумерация в соответствии с таблицей 1;

² Используется два комплекта термометров сопротивления КТПТР-01, датчики температуры из первой пары комплектов установлены на прямом и обратном трубопроводе магистрали непосредственно рядом с расходомерами-счетчиками ультразвуковыми «ВЗЛЕТ МР», датчики из второй пары комплектов вынесены к границе балансовой принадлежности;

³ Исполнение ТПТ-1-3;

⁴ Данные УУ для подключения термометров сопротивления из платины технических ТПТ-1 используют УВП-280 из состава другого УУ, соответственно: УУ 26 подключается через УВП-280 из состава УУ 24; УУ 27 подключается через УВП-280 из состава УУ 25; УУ 32 подключается через УВП-280 из состава УУ 30; УУ 33 подключается через УВП-280 из состава УУ 31; УУ 37 подключается через УВП-280 из состава УУ 35; УУ 38 подключается через УВП-280 из состава УУ 36.

АСКУТЭ ТЭЦ-22 оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ осуществляет привязку результатов измерений к меткам времени в шкале единого системного времени. СОЕВ формируется на всех уровнях АСКУТЭ ТЭЦ-22, где используются средства измерений и вычислений, подразумевающих синхронизацию времени от источника сигналов единого времени. УСПД подключены к серверам синхронизации времени типа ССВ-1Г (рег. № 39485-08), которые непрерывно обрабатывают данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковых навигационных систем. Безусловная синхронизация времени осуществляется по протоколу NTP сервером синхронизации времени ССВ-1Г и УСПД. Синхронизация часов теплосчетчиков выполняется при каждом чтении данных (не реже одного раза в час) при расхождении показаний часов на величину более чем ± 2 секунды. Функцию корректировки часов теплосчетчиков выполняет УСПД.

Допускается замена СИ из состава АСКУТЭ ТЭЦ-22 на аналогичные утвержденного типа, допущенные к применению в установленном порядке, метрологические характеристики которых обеспечивают метрологические и технические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-22, приведенные в таблицах 5 - 9. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АСКУТЭ ТЭЦ-22 как их неотъемлемая часть.

АСКУТЭ ТЭЦ-22 позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать теплосчетчики, установленные у сторонних организаций, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

АСКУТЭ ТЭЦ-22 выполняет следующие функции:

- измерение количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии, используемых для формирования данных коммерческого учета;
- ведение единого времени при выполнении измерений количества тепловой энергии и параметров теплоносителя;
- периодический (часовые, суточные, месячные значения) сбор результатов измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя;
- дистанционный сбор архивных данных, мгновенных значений (по запросу) со СИ нижнего уровня;
- хранение и ведение базы данных параметров теплоносителей;
- обеспечение доступа операторов к текущей и архивной информации в виде таблиц, графиков, ведомостей, отчетов, отображаемых на экране и выводимых на печать;
- информационное взаимодействие с внешними и смежными системами;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне.

Пломбирование СИ нижнего уровня, а также связующих и вычислительных компонентов среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-22, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Нанесение знака поверки на АСКУТЭ ТЭЦ-22 не предусмотрено. Заводской номер АСКУТЭ ТЭЦ-22 указан в формуляре.

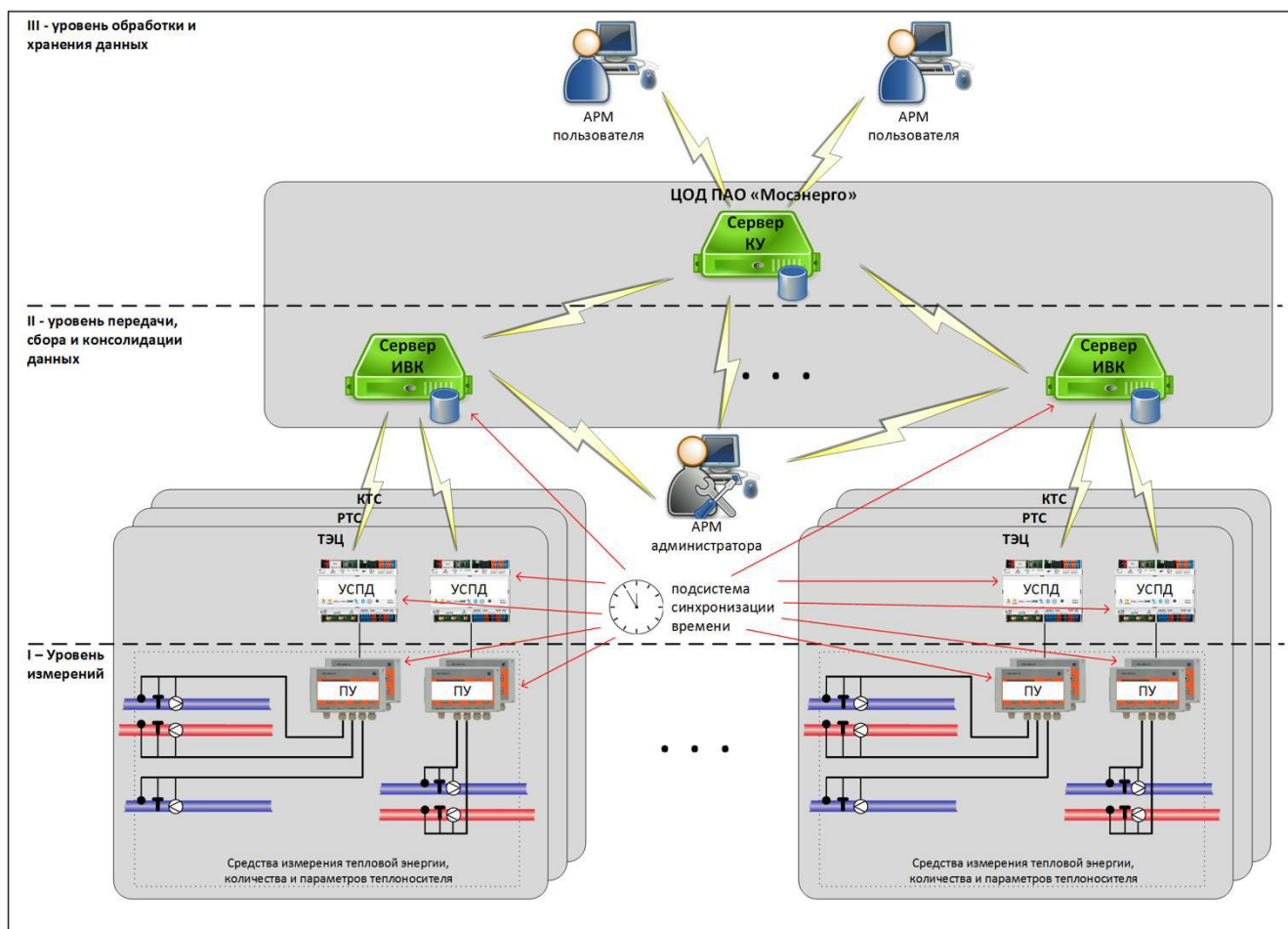


Рисунок 1 - Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-22

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АСКУТЭ ТЭЦ-22 включает в свой состав:

- ПО нижнего уровня (НУ), данное ПО установлено в СИ, применяемых в составе АСКУТЭ ТЭЦ-22, идентификационные данные ПО НУ в соответствии с описаниями типа на данные СИ;

- ПО среднего уровня (СУ), идентификационные данные ПО СУ в соответствии с таблицей 3. ПО СУ устанавливается на сервер измерительно-вычислительного комплекса АСКУТЭ ТЭЦ-22 и реализует следующие функции:

- сбор измерительной информации с НУ;
- вычисление средневзвешенной энтальпии теплоносителя в обратных трубопроводах главных магистралей ТЭЦ-22;
- вычисление тепловой энергии в соответствии с заложенными алгоритмами;
- вычисление объема подпиточной воды;
- обеспечение работоспособности СОЕВ;
- передача измерительной информации на верхний уровень.

- ПО верхнего уровня (ВУ), идентификационные данные ПО ВУ в соответствии с таблицей 4. ПО ВУ устанавливается на сервер коммерческого учета АСКУТЭ ТЭЦ-22 размещенный в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнергo» и реализует следующие функции:

- сбор, хранение и обработка первичных (немодифицированных) данных об отпуске тепловой энергии и параметрах теплоносителя, полученных с нижнего и среднего уровней;
- вычисление суммарной тепловой энергии;
- формирование замещающих значений (досчетов) посредством алгоритмов, учитывающих определение количества тепловой энергии и теплоносителя при работе СИ НУ в нештатных режимах;
- формирование итоговых ведомостей, протокола и Акта отпуска тепловой энергии и расхода теплоносителей от объекта генерации;
- накопление и обработка данных в отдельном аналитическом хранилище данных, их анализ и отображение, а также предоставление регламентированной отчетности;
- мониторинг, аудит работоспособности и обработки диагностической информации от компонентов нижнего, среднего и верхнего уровней АСКУТЭ ТЭЦ-22;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-22;
- обмен данными с внешними и смежными информационными системами;
- настройка ролей пользователей, администрирования действий пользователей, в соответствии с разработанной и утвержденной ролевой моделью;
- мониторинг (аудит) программных модулей ПО ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-22;
- журналирование действий пользователей и работы АСКУТЭ ТЭЦ-22.

Нормирование метрологических характеристик АСКУТЭ ТЭЦ-22 проведено с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция и монтаж оборудования среднего уровня АСКУТЭ ТЭЦ-22 предусматривает полное ограничение доступа к метрологически значимой части ПО СУ и измерительной информации (отсутствие программно-аппаратных интерфейсов связи, наличие механической защиты). Ограничение доступа к метрологически значимой части ПО ВУ и измерительной информации обеспечивается логином и паролем, а также введением журнала событий, при этом доступ к оборудованию размещенному в ЦОД ПАО «Мосэнерго» ограничен механическими средствами защиты и пропускным режимом. Уровень защиты ПО в соответствии с Р 50.2.077-2014:

- для ПО НУ – в соответствии с описаниями типа на СИ входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-22;
- для ПО СУ – «высокий»;
- для ПО ВУ – «высокий».

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	Теплоэнергоучет. Метролог
Идентификационное наименование ПО	US-ME
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E72C3A765F0313287A953BE75B6BE96F
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО ВУ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Модуль КУ ВУ АСКУТЭ, Филиал ТЭЦ-22
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.1.706
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	f8408ebc184c12acf55e78be9c3c7bd8
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части ТЭЦ-22

Наименование характеристики	Значения, обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы ТЭЦ-22
1	2	3
1. Магистраль М-1 «Кузьминки» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 200 до 18000 от 200 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 2,49$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,61$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,61$ до $\pm 4,09$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
2. Магистраль М-12 «Вешняки» (DN1400)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 194,14 до 58796,08 от 194,14 до 58796,08	от 500 до 18000 от 500 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,56$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,68$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,61$ до $\pm 3,16$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
3. Магистраль М-7 «Выхино» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 200 до 18000 от 200 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,49$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,61$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_t + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 4,09$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
4. Магистраль М-14 «Люблино» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 200 до 18000 от 200 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,49$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,61$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_t + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 4,09$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
5. Магистраль М-5 «Орехово-Борисово» (DN1000)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 99,05 до 29998 от 99,05 до 29998	от 150 до 12000 от 150 до 12000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 2,34$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 2,46$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,60$ до $\pm 3,94$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
6. Пар на МНПЗ (нитка А) (DN400)		
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10,5 до 218,2	от 27,9 до 206,7
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 2,00$ до $\pm 3,00$	от $\pm 2,00$ до $\pm 3,00$
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +450	от +250 до +295
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 1,00$ до $\pm 2,40$	от $\pm 1,60$ до $\pm 1,78$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения количества тепловой энергии, %	от $\pm 2,11$ до $\pm 3,11$	от $\pm 2,11$ до $\pm 3,11$
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0,1 до 1,6	от 0,1 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
7. Пар на МНПЗ (нитка Б) (DN400)		
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10,4 до 215,9	от 23,3 до 206,7
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 2,00$ до $\pm 3,00$	от $\pm 2,00$ до $\pm 3,00$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +450	от +250 до +295
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 1,00$ до $\pm 2,40$	от $\pm 1,60$ до $\pm 1,78$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения количества тепловой энергии, %	от $\pm 2,11$ до $\pm 3,11$	от $\pm 2,11$ до $\pm 3,11$
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0,1 до 1,6	от 0,1 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$
8. Пар на МНПЗ (Линия-3) (DN400)		
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 9,8 до 208,2	от 10,2 до 183,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 1,90$ до $\pm 3,00$	от $\pm 1,90$ до $\pm 3,00$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +450	от +250 до +290
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 1,00$ до $\pm 2,40$	от $\pm 1,60$ до $\pm 1,76$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения количества тепловой энергии, %	от $\pm 2,01$ до $\pm 3,11$	от $\pm 2,01$ до $\pm 3,11$
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0,1 до 1,6	от 0,1 до 1,6
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$
9. Пар на МНПЗ 40 ата (DN150)		
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 1,37 до 32,69	от 1,53 до 28,80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 1,80$ до $\pm 3,00$	от $\pm 1,80$ до $\pm 3,00$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +450	от +360 до +450
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 1,00$ до $\pm 2,40$	от $\pm 2,04$ до $\pm 2,40$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения количества тепловой энергии, %	от $\pm 1,91$ до $\pm 3,11$	от $\pm 1,91$ до $\pm 3,11$
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0,1 до 6,0	от 3,5 до 6,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$	от $\pm 0,26$ до $\pm 0,52$
10. Подпиток теплосети Л-1 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 2 до 500	от 2 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,20$ до $\pm 4,39$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,40$ до $\pm 4,23$
11. Подпиток теплосети Л-2 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 2,0 до 500	от 50 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,20$ до $\pm 4,39$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,40$ до $\pm 4,23$
12. Подпиток т/с БЛ-9 (через деаэратор) (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 3,2 до 800	от 3,2 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,20$ до $\pm 4,39$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,40$ до $\pm 4,23$
13. Подпиток т/с БЛ-9 (помимо деаэратора) (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 3,2 до 800	от 3,2 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,20$ до $\pm 4,39$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,40$ до $\pm 4,23$
14. Возврат конденсата с МНПЗ (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 3,2 до 800	от 5 до 350
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
15. Холодная вода		
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,59$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,59$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,40$ до $\pm 1,90$	от $\pm 0,40$ до $\pm 0,60$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
16. Аварийный подпиток т\с от ТГ-10 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,0 до 1000	от 1,0 до 1000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,5 до ±2,00	от ±0,5 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,62 до ±2,12	от ±0,62 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,5 до ±3,3	от ±1,5 до ±3,3
Диапазон измерений температуры, °С	от -196 до +500	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±3,85	от ±0,35 до ±0,63
17. Аварийный подпиток т\с от ТГ-6 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,5 до ±2,0	от ±0,5 до ±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,62 до ±2,12	от ±0,62 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±2,0 до ±4,0	от ±2,0 до ±4,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -196 до +500	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±3,85	от ±0,35 до ±0,63
18. Аварийный подпиток т\с от ТГ-3 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 10 до 2500	от 10 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,5 до ±2,0	от ±0,5 до ±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,62 до ±2,12	от ±0,62 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,5 до ±3,3	от ±1,5 до ±3,3
Диапазон измерений температуры, °С	от -196 до +500	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С,	от ±0,35 до ±3,85	от ±0,35 до ±0,63
19. Наружный воздух		
Диапазон измерений температуры наружного воздуха, °С	от -50 до +100	от -45 до +45
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С,	от ±0,4 до ±0,9	от ±0,4 до ±0,63
Диапазон измерений абсолютного давления, кПа	от 0 до 160	от 0 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	до ±0,504	до ±0,504

Продолжение таблицы 5

1	2	3
20. Врезка в Магистраль №5 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 40 до 16000 от 40 до 16000	от 64 до 16000 от 64 до 16000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±1,01 до ±5,0	от ±1,01 до ±3,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±1,13 до ±5,12	от ±1,13 до ±3,62
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от +3 до +180	от +20 до +86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$\pm(2+4 \cdot \Delta t_{\min} / \Delta t + 0,01 \cdot G_{\max} / G)$, но не более ±6,5	от ±2,15 до ±5,1
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 2,5 от 0 до 2,5	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,26 до ±0,55 от ±0,26 до ±0,55	от ±0,26 до ±0,55 от ±0,26 до ±0,55
21. Врезка в Магистраль №7		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий (DN1000) - обратный (DN1200)	от 100 до 25000 от 160 до 40000	от 160 до 25000 от 256 до 40000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±1,0 до ±5,0	от ±1,0 до ±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±1,12 до ±5,12	от ±1,12 до ±2,12
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,88 до ±1,12 от ±0,76 до ±0,86
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$\pm(2+4 \cdot \Delta t_{\min } / \Delta t+0,01 \cdot G_{\max } / G$, но не более ±6,5	от±2,15 до ±4,16
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 2,5 от 0 до 2,5	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от ±0,26 до ±0,55 от ±0,26 до ±0,55	от ±0,26 до ±0,55 от ±0,26 до ±0,55
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечание - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.22.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-22 Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2		

Таблица 6 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Жулебино»

Наименование характеристики	Значения, обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Жулебино»
1	2	3
22. Вывод 1-я очередь (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 200 до 5000 от 200 до 5000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 1,36$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 1,48$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 2,96$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
23. Вывод 2-я очередь (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 200 до 5000 от 200 до 5000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 1,36$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 1,48$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 2,96$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
24. Подпитка 1-очереди (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,8 до 200	от 5,0 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,23 до ±3,90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,98 до ±2,68
25. Подпитка 2-очереди (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,8 до 200	от 5,0 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,6 до ±2,00	от ±0,6 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,23 до ±3,90
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,98 до ±2,68
26. Холодная вода 1		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
27. Холодная вода 2		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76

Продолжение таблицы 6

1	2	3
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечание - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.22.04 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала, РТС «Жулебино». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2		

Таблица 7 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Некрасовка»

Наименование характеристики	Значения, обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Некрасовка»
1	2	3
28. Вывод 1 (DN600)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 35,66 до 10799,28	от 200 до 3500
- обратный	от 35,66 до 10799,28	от 200 до 3500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 0,96$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,08$
Диапазон измерений температуры, °С		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С		
- подающий	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$
- обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,61$ до $\pm 2,56$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
29. Вывод 2 (DN600)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 35,66 до 10799,28 от 35,66 до 10799,28	от 200 до 3500 от 200 до 3500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 0,96$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,08$
Диапазон измерений температуры, °C - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C - подающий - обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$ от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,61$ до $\pm 2,56$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа - подающий - обратный	от 0 до 1,6 от 0 до 1,6	от 0 до 1,6 от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
30. Подпитка 1 (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 250	от 1 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,23$ до $\pm 3,90$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 0,92$ до $\pm 2,54$
31. Подпитка 2 (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 250	от 1 до 250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,23$ до $\pm 3,90$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 0,92$ до $\pm 2,54$
32. Холодная вода-1		
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,76$
33. Холодная вода-2		
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,76$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечание - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.22.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала, РТС «Некрасовка». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2		

Таблица 8 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Перово»

Наименование характеристики	Значения, обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Перово»
1	2	3
<u>34. Вывод (DN1000)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 99,05 до 29998	от 200 до 7500
- обратный	от 99,05 до 29998	от 200 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 1,87$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 1,99$
Диапазон измерений температуры, °С		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С		
- подающий	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,88$ до $\pm 1,12$
- обратный	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,32$	от $\pm 0,76$ до $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °С	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от $\pm 0,52$ до $\pm 1,50$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,65$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,62$ до $\pm 3,47$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа		
- подающий	от 0 до 1,6	от 0 до 1,6
- обратный	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, % - подающий - обратный	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$ от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
<u>35. Подпитка 1-очереди (DN20)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,64 до 160	от 0,64 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,17$ до $\pm 3,80$
<u>36. Подпитка 2-очереди (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,64 до 160	т 0,64 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$	от $\pm 0,72$ до $\pm 2,12$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$	от $\pm 0,53$ до $\pm 0,90$
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,25$ до $\pm 4,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,17$ до $\pm 3,80$
<u>37. Холодная вода -1</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,76$

Продолжение таблицы 8

1	2	3
<u>38. Холодная вода -2</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<u>39. Наружный воздух</u>		
Диапазон измерений температуры наружного воздуха, °С	от -50 до +150	от -45 до +45
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,40 до ±1,25	от ±0,40 до ±0,73
<u>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечание - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.22.03 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала, РТС «Перово». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2		

Таблица 9 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - напряжение питающей сети переменного тока, В - частота питающей сети переменного тока, Гц - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от 198 до 242 от 49 до 51 в соответствии с эксплуатационной документацией до 80 от 84 до 106,7
Емкость архива АСКУТЭ ТЭЦ-22, не менее: - часового - суточного - месячного (итоговые значения)	60 суток 6 месяцев 3 года
Глубина хранения результатов измерений на СКУ, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала ¹	АСКУТЭ ТЭЦ-22	1 шт.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части ТЭЦ-22	40166302.289939190.012.ФО.22.01	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Некрасовка»	40166302.289939190.012.ФО.22.02	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Перово»	40166302.289939190.012.ФО.22.03	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Жулебино»	40166302.289939190.012.ФО.22.04	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части ТЭЦ-22	40166302.289939190.012.РЭК.22.01 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Некрасовка»	40166302.289939190.012.РЭК.22.02 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Перово»	40166302.289939190.012.РЭК.22.03 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Жулебино»	40166302.289939190.012.РЭК.22.04 РЭ	1 экз.
Методика поверки	40166302.289939190.012.МПИ.22	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части ТЭЦ-22 ²	40166302.289939190.012.МВИ.22.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Некрасовка» ²	40166302.289939190.012.МВИ.22.02	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Перово» ²	40166302.289939190.012.МВИ.22.03	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-22 в части РТС «Жулебино» ²	40166302.289939190.012.МВИ.22.04	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-22	-	1 компл.
¹ заводской № 022;		
² Полное наименование документов указано в разделе «Сведения о методиках (методах) измерений»		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- 40166302.289939190.012.МВИ.22.01 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-22. Методика измерений»;

- 40166302.289939190.012.МВИ.22.02 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала, РТС «Некрасовка». Методика измерений»;

- 40166302.289939190.012.МВИ.22.03 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала, РТС «Перово». Методика измерений»;

- 40166302.289939190.012.МВИ.22.04 «ГСИ. Тепловая энергия. Методика измерений количественных и качественных параметров теплоносителя и тепловой энергии Системой автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала, РТС «Жулебино». Методика измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-22 и котельных, входящих в состав филиала

Постановление Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 18.11.2013 № 1034

Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденная приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 17.03.2014 № 99/пр

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Мосэнерго»
(ПАО «Мосэнерго»)

ИНН 7705035012

Адрес: 119526, г. Москва, пр. Вернадского, д. 101, корп. 3

Телефон (факс): +7 499-940-33-71, +7 (495) 957-32-00

Web-сайт: <https://www.mosenergo.gazprom.ru/>

E-mail: mosenergo@mosenergo.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

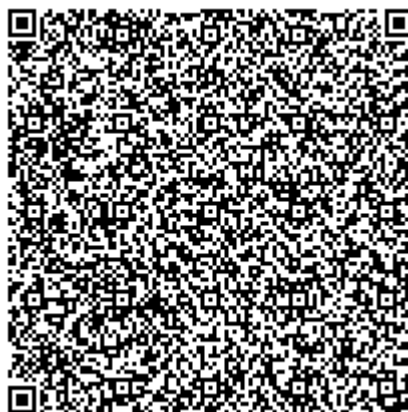
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83847-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные балансировочные «R-BAL SI-1»

Назначение средства измерений

Системы измерительные балансировочные «R-BAL SI-1» (далее - системы) предназначены для измерения размаха виброускорения, виброскорости, виброперемещения и частоты вращения ротора и последующего расчета дисбаланса и корректирующей массы, а также измерения скорости вращения балансируемого ротора.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерительной балансировочной «R-BAL SI-1» основан на измерении электрических сигналов (переменного напряжения и частоты), поступающих от первичных преобразователей виброускорения (акселерометров) и лазерного отметчика числа оборотов, в комплект поставки не входят.

Система представляет собой виброизмерительное устройство, состоящее из двух каналов измерений характеристик вибрации (виброускорение, виброскорость, виброперемещение), предназначенных для работы с акселерометрами с выходом по напряжению переменного тока, и одного канала измерений частоты вращения, предназначенного для работы с лазерным отметчиком оборотов.

Заводской номер системы маркируется на задней панели системы в виде наклейки.

Данная система может встраиваться в напольные и настольные варианты стоек.

Опломбирование систем не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид систем измерительных балансировочных «R-BAL SI-1», маркировочная табличка, знак утверждения типа и место нанесения заводского номера представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1 – Общий вид систем измерительных балансировочных «R-BAL SI-1»



Рисунок 2 - Маркировочная табличка и место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы обеспечивает функционирование всех составляющих системы, выполняет управление процессом получения данных от датчиков по аналоговым каналам связи, обработку и последующее математическое преобразование измеряемых данных.

Модули ПО позволяют анализировать полученные данные, сохранять их в базе данных и осуществлять резервное копирование. Кроме того, ПО осуществляет функционирование алгоритмов защит в системе с выдачей аварийных и предупредительных сообщений.

ПО обеспечивает удобный человеко-машинный интерфейс с целью визуализации измеренных и обработанных данных, а также состояния подключенных датчиков.

ПО представляет собой программное обеспечение, поставляемое совместно с системой измерительной балансировочной «R-Bal SI-1».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	R-BAL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.9.5.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Защита ПО от преднамеренного воздействия обеспечивается тем, что пользователь не имеет возможности изменять команды программы, обеспечивающие управление системой и процессом измерений. Также реализованы функции авторизации пользователей, парольная защита изменения параметров системы.

Защита ПО от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования базы данных и конфигурационных файлов, необходимых для функционирования измерительной системы.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует по Р 50.2.077-2014 уровню «средний».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики системы измерительной балансировочной «R-BAL SI-1»

Наименование характеристики	Значения
Каналы измерений параметров вибрации	
Диапазон входного напряжения переменного тока (амплитудное значение), мВ	от 0,5 до 2500
Диапазон рабочих частот, Гц	от 3 до 300
Диапазон измерений размаха виброускорения при коэффициенте преобразования вибропреобразователя $K = 102 \text{ мВ}/(\text{м} \cdot \text{с}^{-2})$ на базовой частоте 30 Гц, $\text{м}/\text{с}^2$	от 0,01 до 49
Диапазон измерений размаха виброскорости при коэффициенте преобразования вибропреобразователя $K = 102 \text{ мВ}/(\text{м} \cdot \text{с}^{-2})$ на базовой частоте 30 Гц, мм/с	от 0,05 до 260
Диапазон измерений размаха виброперемещения при коэффициенте преобразования вибропреобразователя $K = 102 \text{ мВ}/(\text{м} \cdot \text{с}^{-2})$ на базовой частоте 30 Гц, мкм	от 0,28 до 1380
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений размаха виброускорения, виброскорости и виброперемещения на базовой частоте 30 Гц, %	± 6
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики относительно базовой частоты 30 Гц, %	± 3
Канал измерений частоты вращения	
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин	от 80 до 5000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты вращения, об/мин	$\pm(1+0,0025 \cdot N)$, где N-частота вращения

Таблица 3 –Технические характеристики системы измерительной балансировочной «R-BAL SI-1»

Наименование характеристики	Значения
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающей среды, °C	от +10 до +35
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока (50 Гц), В	220
Габаритные размеры (ширина × высота × длина), мм, не более	370×310×131
Масса настольного варианта исполнения, кг, не более	10

Знак утверждения типа

наносится на корпус задней панели методом наклейки, а также на титульный лист руководства по эксплуатации методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная балансировочная	«R-BAL SI-1»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.66-001-ОКПО-2021 РЭ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделы 4-5 руководства по эксплуатации 26.51.66-001-ОКПО-2021 РЭ «Система измерительная балансировочная «R-BAL SI-1»».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системам измерительным балансировочным «R-BAL SI-1»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

ТУ 26.51.66-001-ОКПО-2021 «Система измерительная балансировочная «R-BAL SI-1». Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственная Компания РОБАЛС»
(ООО «ПК РОБАЛС»)

ИНН 2372019291

Адрес 352902, Краснодарский край, г. Армавир, ул. Желябова, д. 4, пом. 20

Телефон: +7 (86137) 9-41-22

Факс: +7 (86137) 3-50-57

Web-сайт: www.robals.ru

E-mail: info@robals.ru

Испытательный центр

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

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

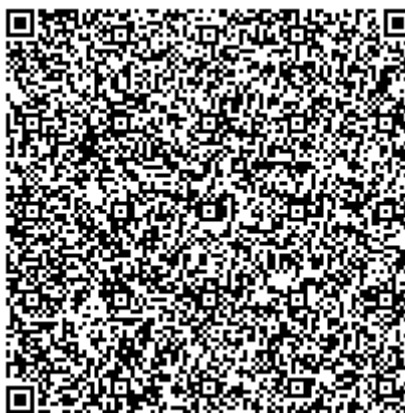
Телефон: +7 (495) 437 55 77

Факс: +7 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.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 «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83848-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформатор напряжения емкостный ТЕМР 550

Назначение средства измерений

Трансформатор напряжения емкостный ТЕМР 550 (далее по тексту – трансформатор напряжения) предназначен для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформатора напряжения основан на делении высокого напряжения переменного тока с помощью емкостного делителя. Трансформатор напряжения относится к классу масштабных измерительных преобразователей электрических величин.

Трансформатор напряжения состоит из емкостного делителя напряжения и электромагнитного устройства. Емкостный делитель состоит из конденсаторов с изоляцией на основе электротехнической бумаги и полипропиленовой пленки, которые пропитаны синтетическим маслом и помещены в фарфоровые крышки. К выходу емкостного делителя подключено электромагнитное устройство, которое состоит из последовательно включенных компенсирующего реактора с малыми потерями и электромагнитного трансформатора, имеющего секционированную первичную обмотку для подгонки коэффициента трансформации и вторичные обмотки. Первичная и вторичные обмотки электромагнитного трансформатора разделены электростатическим экраном и помещены в герметичный алюминиевый бак, заполненный минеральным маслом. Бак электромагнитного устройства служит основанием для монтажа емкостного делителя. Высоковольтный ввод расположен на верхнем фланце емкостного делителя. Выводы вторичных обмоток помещены в контактной коробке, закрепленной сбоку электромагнитного устройства и закрытой съемной пломбируемой крышкой. На крышке размещена табличка с указанием основных характеристик.

К данному типу относится трансформатор напряжения емкостный ТЕМР 550, зав. № 5139114-001.

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

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

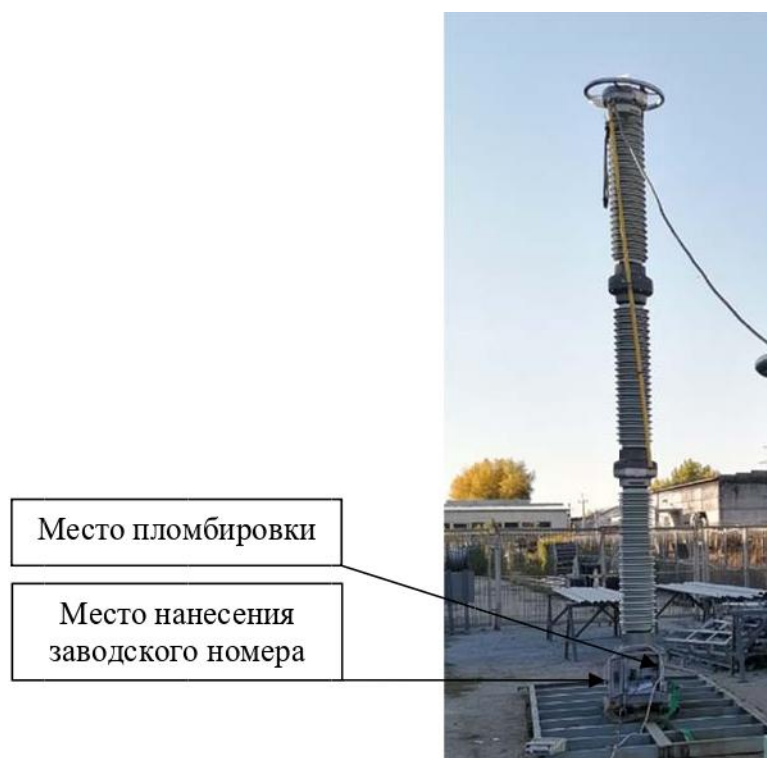


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$500/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	
-1а-1п	$100/\sqrt{3}$
-2а-2п	100
-3а-3п	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичной обмотки по ГОСТ 1983	
-1а-1п	0,2
-2а-2п	3Р
-3а-3п	0,2
Номинальная мощность вторичной обмотки, В·А	
-1а-1п	10
-2а-2п	50
-3а-3п	100

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформатор напряжения не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения емкостный	TEMP 550	1 шт.
Паспорт	TEMP 550	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформатору напряжения емкостному TEMP 550

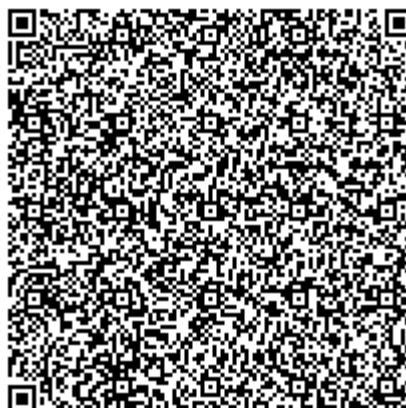
Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Фирма «Trench Limited Instrument Transformer Division», Канада
Адрес: 71 Maybrook Drive M1V 4B6 Scarborough, Ontario, Canada
Телефон: +1 416 298 8108
Факс: +1 416 298 2209
Web-сайт: www.trench-group.com
E-mail: sales@trench-group.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» ноября 2021 г. № 2635

Регистрационный № 83849-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ногинск № 504

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ногинск № 504 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «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 часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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

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 средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС - Ногинск	СТИГ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 47198-11	SVR-20 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47222-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10
2	ВЛ 220 кВ ГРЭС-3 - Ногинск I цепь	СТИГ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 47198-11	SVR-20 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47222-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	КВЛ 220 кВ ГРЭС-3 - Ногинск II цепь	СТИГ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 47198-11	SVR-20 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47222-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	КВЛ 220 кВ Цаги - Ногинск	СТИГ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 47198-11	SVR-20 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47222-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 220 кВ Ногинск - Руднево	СТИГ-220 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 47198-11	SVR-20 кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 47222-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Ногинск-Черноголовка с отпайкой на ПС Глухово (ВЛ 110 кВ Ногинск-Черноголовка с отпайкой)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ТК16L рег. № 36643-07
7	ВЛ 110 кВ Ногинск - Боровое I цепь (ВЛ 110 кВ Ногинск - Боровое I)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
8	ВЛ 110 кВ Ногинск - Боровое II цепь (ВЛ 110 кВ Ногинск - Боровое II)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	ВЛ 110 кВ Ногинск - Шерна с отпайкой на ПС Захарово (ВЛ 110 кВ Ногинск - Шерна с отпайкой)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	ВЛ 110 кВ Ногинск - Дуговая II цепь (ВЛ 110 кВ Ногинск - Дуговая II)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	ВЛ 110 кВ Ногинск - Дуговая III цепь (ВЛ 110 кВ Ногинск - Дуговая III)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	ВЛ 110 кВ Ногинск - Затишье I цепь (ВЛ 110 кВ Затишье Северная)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
13	ВЛ 110 кВ Ногинск - Затишье II цепь (ВЛ 110 кВ Затишье Южная)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ВЛ 110 кВ Ногинск - Электросталь I цепь (ВЛ 110 кВ Краматорская I)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	TK16L рег. № 36643-07
15	ВЛ 110 кВ Ногинск - Электросталь II цепь (ВЛ 110 кВ Краматорская II)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
16	КВЛ 110 кВ Ногинск - Шульгино	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
17	КВЛ 110 кВ Ногинск - Истомкино I цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
18	КВЛ 110 кВ Ногинск - Истомкино II цепь	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
19	КВЛ 110 кВ Ногинск - Монино с отпайкой на ПС Ельня	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
20	ОВВ 110 кВ 1 сек.	ТФНД кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 65722-16	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
21	ОВВ 110 кВ 2 сек.	ТГФ110 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 750/1 рег. № 16635-02	НАМИ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	фид. 12	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	TK16L рег. № 36643-07
23	фид. 32	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
24	КЛ 6 кВ ТСН №7	ТПФМ-10 кл.т. 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 814-53	НТМИ-6-66 кл.т. 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	Dialog ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 22422-07	
25	КЛ 0,4 кВ Станция перекачки основная (рабочая)	ТШП кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 64182-16	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	
26	КЛ 0,4 кВ Станция перекачки резерв	ТШП кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 64182-16	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	
27	КЛ 0,4 кВ Насосная жилого поселка	ТШП кл.т. 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 64182-16	-	Dialog ZMD кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 22422-07	

Примечания

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

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 19 (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
20, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
22, 23 (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
24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
25 – 27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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 – 19 (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
20, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
22, 23 (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
24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
25 – 27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	1,8	1,8
	0,5	2,6	2,0	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

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 – 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
20, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
22, 23 (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
24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
25 – 27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	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 – 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
20, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
22, 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
25 – 27 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	4,0	3,6	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средний срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 72 30 72

Продолжение таблицы 4

1	2
УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	55000
УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	СТІG-220	30 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	42 шт.
Трансформатор тока	ТФНД	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФ110	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТШП	9 шт.
Трансформатор напряжения	SVR-20	15 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	12 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	19 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Dialog ZMD	8 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц43.246.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 ЕНЭС ПС 500 кВ Ногинск № 504», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Ногинск № 504

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 «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48
Web-сайт: www.ackye.ru
E-mail: eaudit@ackye.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

