

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

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.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Черной ВЭС	Обозначение отсутствует	Е	84132-21	916	Общество с ограниченной ответственностью "Про-софт-Системы" (ООО "Про-софт-Системы"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ" (ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"), г. Москва	ОС	МП КЭР-06-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Комплексные энергетические решения" (ООО Комплексные энергетические решения"), г. Москва	ООО "Комплексные энергетические решения", г. Москва	17.09.2021
2.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО "Мосэнерго"	Обозначение отсутствует	Е	84133-21	021	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.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГЭХ Системы контроля" (ООО "ГЭХ Системы контроля"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	24.09.2021

	в части ТЭЦ-21 и котельных, входящих в состав филиала												
3.	Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО "Мосэнерго" в части ТЭЦ-25 и котельных, входящих в состав филиала	Обозначение отсутствует	Е	84134-21	025	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.25	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГЭХ Системы контроля" (ООО "ГЭХ Системы контроля"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	16.08.2021
4.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основной газопровод компрессорной станции на УПСВ "Сологаевская" АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	84135-21	120967	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-25-2021	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	04.10.2021
5.	Комплекс программно-технический	"КОН-ТУР"	Е	84136-21	09.002.011.000	Филиал общества с ограниченной ответственностью "Комплексное ЭнергоРазвитие-	Филиал общества с ограниченной ответственностью "Комплексное ЭнергоРазвитие-	ОС	ГСИ. Комплекс программно-технический "КОН-ТУР". Ме-	1 год	Акционерное общество "15 центральный автомобильный ремонтный завод" (АО "15	ФГБУ "ГНМЦ" Минобороны России, Московская обл., г. Мытищи	10.09.2021

						Инжиниринг" (ООО "КЭР- Инжиниринг"), Республика Татарстан, г. Казань	Инжиниринг" (ООО "КЭР- Инжини- ринг"), Рес- публика Та- тарстан, г. Ка- зань		тодика по- верки		ЦАРЗ"), г. Но- восибирск		
6.	Анализаторы температуры застывания нефтепродуктов	Freeze Point (Cryo Cloud/Pour Point) Analyser	C	84137-21	00601291-001	Фирма "Icon Scientific Limited", Великобритания	Фирма "Icon Scientific Limited", Великобритания	ОС	МП 242-2422-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СО-КРАТЕ" (ООО "СОКРАТЕ"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	26.10.2021
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала "Карельский" ПАО "ТГК-1"	Обозначение отсутствует	E	84138-21	409	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	Филиал "Карельский" ПАО "ТГК-1", Республика Карелия, г. Петрозаводск	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	20.10.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	E	84139-21	410	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	Филиал "Карельский" ПАО "ТГК-1", Республика Карелия, г. Петрозаводск	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	20.10.2021

	энергии (АИИС КУЭ) Поду- жемской ГЭС (ГЭС- 10) филиала "Карель- ский" ПАО "ТГК-1"												
9.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) Кри- вопорожской ГЭС (ГЭС- 14) филиала "Карель- ский" ПАО "ТГК-1"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84140-21	414	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЭНЕР- ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР- ГОСЕРВИС"), г. Санкт- Петербург	Филиал "Ка- рельский" ПАО "ТГК-1", Республика Карелия, г. Петрозаводск	ОС	МИ 3000- 2018	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЭНЕР- ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР- ГОСЕРВИС"), г. Санкт- Петербург	ФБУ "Тест-С.- Петербург", г. Санкт- Петербург	20.10.2021
10.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) Петро- заводской ТЭЦ филиа-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	84141-21	413	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЭНЕР- ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР- ГОСЕРВИС"), г. Санкт- Петербург	Филиал "Ка- рельский" ПАО "ТГК-1", Республика Карелия, г. Петрозаводск	ОС	МИ 3000- 2018	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЭНЕР- ГОСЕРВИС" (ООО "ЭНЕР- ГОСЕРВИС"), г. Санкт- Петербург	ФБУ "Тест-С.- Петербург", г. Санкт- Петербург	27.10.2021

	ла "Карельский" ПАО "ТГК-1"												
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Районная	Обозначение отсутствует	Е	84142-21	С030	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-044-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус-ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнергоМир"), г. Новосибирск	ООО "Энергетик", г. Москва	23.09.2021
12.	Аттенюаторы	АТ-18	С	84143-21	17009	Акционерное общество "Научно-технический центр промышленных технологий и аэронавигационных систем" (АО "НТЦ Промтехаэро"), г. Москва	Акционерное общество "Научно-технический центр промышленных технологий и аэронавигационных систем" (АО "НТЦ Промтехаэро"), г. Москва	ОС	ПА-ВУ.467716.001МП	1 год	Акционерное общество "Научно-технический центр промышленных технологий и аэронавигационных систем" (АО "НТЦ Промтехаэро"), г. Москва	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, г. Солнечногорск, рп Менделеево	08.09.2021
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	84144-21	01	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЦОД Энерго" (ООО "ЦОД Энерго"), г. Москва	ОС	МП 077-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Системы релейной защиты" (ООО "Системы Релейной Защиты"), Московская обл., п. Томилино	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	10.11.2021

	КУЭ) ООО "ЦОД ЭНЕРГО" (ООО "ДА-ТА ПРО")												
14.	Система автоматизированного управления технологическим процессом производства полиэтилен-терефталата АСУ ТП ПЭТФ	Обозначение отсутствует	Е	84145-21	000002053	Акционерное общество "Экопэт" (АО "Экопэт"), Калининградская обл., г. Калининград	Акционерное общество "Экопэт" (АО "Экопэт"), Калининградская обл., г. Калининград	ОС	МП-184/05-2020	2 года	Акционерное общество "Экопэт" (АО "Экопэт"), Калининградская обл., г. Калининград	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	23.06.2021
15.	Комплексы измерительных-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix	Обозначение отсутствует	С	84146-21	001	Rockwell Automation Inc., США	Rockwell Automation Inc., США	ОС	МИ 2539-99	4 года	ООО "Роквелл Аутомейшн", г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	02.06.2021
16.	Термопреобразователи сопротивления	Е	С	84147-21	24-19, 25-19, 1-18, 2-18, 4-03, 5-03, 3-90, 16-90, 9-91, 13-91	Акционерное общество "НПО Энергомаш имени академика В.П. Глушко" (АО "НПО Энергомаш"), Московская обл., г. Химки	Акционерное общество "НПО Энергомаш имени академика В.П. Глушко" (АО "НПО Энергомаш"), Московская обл., г. Химки	ОС	РТ-МП-1186-442-2021	2 года	Акционерное общество "НПО Энергомаш имени академика В.П. Глушко" (АО "НПО Энергомаш"), Московская обл., г. Химки	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	26.08.2021
17.	Штангенциркули путевые	ПШВ-01	С	84148-21	210027	Общество с ограниченной ответственностью "Линкс-Раша" (ООО	Общество с ограниченной ответственностью "Линкс-Раша" (ООО	ОС	МП 203-40-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Линкс-Раша" (ООО	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	16.11.2021

						"Линкс-Раша"), г. Киров	"Линкс-Раша"), г. Киров				"Линкс-Раша"), г. Киров		
--	--	--	--	--	--	-------------------------	-------------------------	--	--	--	-------------------------	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84132-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Черноярской ВЭС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий серверы баз данных (БД) АИИС КУЭ со специализированным программным обеспечением (СПО), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) и каналообразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние мгновенных значений на интервале усреднения 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет опрос УСПД, расположенного на объекте. На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов

трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и передача полученной информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ, ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ», ПАО «МРСК Юга» и прочим заинтересованным организациям. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов. Полученные данные и результаты измерений используются для оперативного управления энергопотреблением на Черноярской ВЭС.

АИИС КУЭ осуществляет обмен полученной информацией с АИИС КУЭ утвержденных типов организаций-участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), получаемой в виде XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ. Формирование и передача макетов в ПАК КО АО «АТС» и прочим участникам ОРЭМ осуществляется ежедневно оператором через сеть Интернет от АРМ по протоколу ТСР/ІР с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ утвержденных типов смежных субъектов с использованием электронной подписи (ЭП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с помощью УССВ на основе приемника сигналов глобальных спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS. УСПД при каждом опросе сличает и синхронизирует свои часы от УССВ при расхождении более 1 с. Сервер БД сличает и синхронизирует свои часы от УСПД. При каждом сеансе связи происходит сравнение часов УСПД и счетчиков. Коррекция часов счетчиков происходит от УСПД при расхождении с часами УСПД более 2 с. Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции и величины коррекции часов счетчика, УСПД и сервера отражаются в их журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит специализированное ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ ПК «Энергосфера». ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора и БД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1:

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование метрологически значимого программного модуля ПО	pso_metr.dll

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства обнаружения и фиксации событий, изменений, ошибок (журнал событий);
- средства управления доступом и правами пользователей (пароли);
- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства защиты на физическом уровне (пломбирование и аппаратные ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» (по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4:

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ/ сервер
1	2	3	4	5	6
1	Черноярская ВЭС, РП-35 кВ, яч.2	4МС7 КТ 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 69602-17	4МУ4 КТ 0,5 Ктн 35000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 44087-10	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1 Рег. № 31857-20	«ЭКОМ-3000» Т-С100- М5-В16- G-TE рег. № 17049-19 / ЭНКС-2-1.1.1- А2В1Е2 рег. № 37328-15 / HPE ProLiant DL380 Gen10
2	Черноярская ВЭС, ВЭУ-1, АВ-1 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-1	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	Черноярская ВЭС, ВЭУ-2, АВ-2 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-2	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
4	Черноярская ВЭС, ВЭУ-3, АВ-3 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-3	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
5	Черноярская ВЭС, ВЭУ-4, АВ-4 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-4	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
6	Черноярская ВЭС, ВЭУ-5, АВ-5 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-5	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
7	Черноярская ВЭС, ВЭУ-6, АВ-6 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-6	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
8	Черноярская ВЭС, ВЭУ-7, АВ-7 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-7	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
9	Черноярская ВЭС, ВЭУ-8, АВ-8 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-8	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
10	Черноярская ВЭС, ВЭУ-9, АВ-9 0,72 кВ, ввод 0,72 кВ ГТ-9	LGU55x170 КТ 0,2S Ктт 5000/1 Рег. № 73409-18	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66 КТ 0,5 Ктн 720/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 79783-20	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	

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, при условии, что предприятие-Владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД на аналогичный утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается изменение наименований ИК. 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-Владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	
---	--

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta_{осн}$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta_{сумм}$, %
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,5S/1)	активная реактивная	0,9 2,3	2,2 3,8
2 – 10 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; счетчик 0,2S/0,5)	активная реактивная	0,8 1,8	1,6 2,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		$\pm 5,0$	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности. 2 В качестве показателей точности указаны границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos\varphi=0,8$ инд ($\sin\varphi=0,6$), $I=0,02(0,05)\cdot I_{ном}$ и колебаниях температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в процессе выполнения измерений от плюс 10 до плюс 35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25 0,05

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °С - счетчиков, °С - УСПД, °С - УССВ, °С - сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -25 до +50 от -40 до +65 от -30 до +50 от -40 до +55 от -10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для электросчетчиков Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - для УСПД «ЭКОМ-3000» - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 350000 0,5 35000 1 70000 1
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи – коммутируемое соединение Ethernet); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания. Информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте, по резервным каналам связи;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок счетчиков, УСПД, УССВ и сервера БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
Измерительные трансформаторы тока	4MC7	3
	LGU55x170	27
Измерительные трансформаторы напряжения	4MU4	3
	ЗНОЛ-СВЭЛ-0,66	27
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	9
	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4	1
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	«ЭКОМ-3000» T-C100-M5-B16-G-TE	2
УССВ	ЭНКС-2-1.1.1-A2B1E2	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	2
Сервер БД	HPE ProLiant DL380 Gen10	2
Методика поверки АИИС КУЭ	МП КЭР-06-2021	1 экз.
Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	КЭР.411711.916.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Чернойарской ВЭС», аттестованном ООО «Спецэнерго-проект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а

Телефон: +7 (343) 356-51-11

Факс: +7 (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru

Web-сайт: http://www.prosoftsystems.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные энергетические решения»

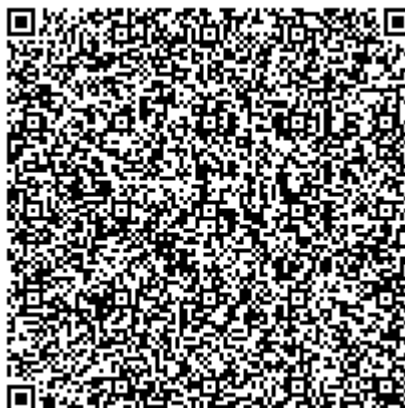
Юридический адрес: 129164, г. Москва, Зубарев переулок, д.15, корп. 1, пом. I, комн. 9

Телефон (факс): +7 (495) 926-63-14

Web-сайт: <https://energy-solution.ru>

E-mail: info@energy-solution.ru

Регистрационный номер ООО «Комплексные энергетические решения» в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации RA.RU.312835 от 29.11.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84133-21

Лист № 1
Всего листов 26

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-21 и котельных, входящих в состав филиала

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-21 и котельных, входящих в состав филиала (далее – АСКУТЭ ТЭЦ-21) 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-21 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-21 представляет собой multifunctional, project-combined three-level automated measuring system with centralized management and distributed measurement function. АСКУТЭ ТЭЦ-21 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-21 осуществляет учет тепловой энергии и параметров теплоносителя на объектах ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-21, РТС «Новомосковская», РТС «Отрадное», КТС «Стандартная». 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-21. 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-21 приведена на рисунке 1.

Таблица 1 – Перечень УУ

Наименование			
№	ТЭЦ-21	№	ТЭЦ-21 (продолжение)
1	Магистраль 1 «Ховрино»	22	Аварийная подпитка бл.9 от НПТС бл.8
2	Магистраль 12 «Дмитрово»	23	Сырая вода на подпитку т/с № 3 от 4ЦН
3	Магистраль 24 «Проспект Мира»	24	Сырая вода на подпитку т/с № 4 КТЦ-1
4	Магистраль 25 «Химки»	25	Аварийная подпитка бл.8
5	Магистраль 31 «Лианозово»	26	Сырая вода на подпитку т/с М24 «Проспект Мира»
6	Магистраль 5 «Медведковская»		
7	Магистраль №81	№	РТС «Новомосковская»
8	Подпитка т/с М24 «Проспект Мира»	27	Вывод 1 правое направление
9	Подпитка т/с от ДПТС-1	28	Вывод 2 левое направление
10	Подпитка т/с от ДПТС-2	29	Подпиток
11	Подпитка т/с от ДПТС-3	30	Холодная вода
12	Подпитка т/с от ДПТС-4	№	РТС «Отрадное»
13	Подпитка т/с от ДПТС-5	31	Вывод 1 правое направление
14	Подпитка т/с М25 «Химки»	32	Вывод 2 левое направление
15	Подпитка т/с за БПТС-1	33	Подпиток
16	Подпиточная вода от бл. 11	34	Холодная вода
17	Холодная вода КТО №1	№	КТС Стандартная
18	Холодная вода КТО №2	35	Вывод
19	Наружный воздух	36	Подпиток
20	Сырая вода на подпитку т/с 6ЦН	37	Холодная вода
21	Подпиточная вода за БПТС-3 бл.10	-	-

Таблица 2 – Перечень СИ

№ ¹	Наименование	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Кол-во
1	2	3	4
1, 2, 4	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280 модификация УВП-280Б.01	53503-13	1 шт.
	- расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц)	28363-14	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	2 комп. ²
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	2 шт.
3, 5, 6, 27, 28, 31, 32	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280 модификация УВП-280А.01	53503-13	1 шт.
	- расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» (УРСВ-522ц)	28363-14	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	2 комп. ²
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	2 шт.
7, 35	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280 модификация УВП-280А.01	53503-13	1 шт.
	- теплосчетчик ВИС.Т3 исполнение ВС	67374-17	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	2 комп. ²
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	2 шт.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
8-16, 29, 33, 36	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 модификация УВП-280А.01 - теплосчетчик ВИС.Т3 исполнение ВС - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³ - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 67374-17 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
17, 18	Комплекс учета энергоносителей ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 модификация УВП-280А.01 - термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³ - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	48574-11 53503-13 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
19	Вычислитель УВП-280 Преобразователь температуры термоэлектрический ТМТ Датчик давления Сапфир-22МП модификация Сапфир-22МП ДА	18379-09 15422-96 19056-99	1 шт. 1 шт. 1 шт.
20	Счетчик-расходомер электромагнитный РМ5 модификация РМ5-Т Преобразователь давления измерительный АИР-10S-ДИ мод. 1160 Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-Р-160	20699-06 31654-09 22557-02	1 шт. 1 шт. 1 шт.
21-24	Счетчик-расходомер электромагнитный РМ5 модификация РМ5-Т Преобразователь измерительный давления ЗОНД-10 Термометр платиновый технический ТПТ-1 ³	20699-11 15020-07 14640-05	1 шт. 1 шт. 1 шт.
25	Счетчик-расходомер электромагнитный РМ5 модификация РМ5-Т Преобразователь измерительный давления ЗОНД-10 Термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1-1	20699-11 15020-07 46155-10	1 шт. 1 шт. 1 шт.
26	Счетчик-расходомер электромагнитный РМ5 модификация РМ5-Т Преобразователь измерительный давления ЗОНД-10 Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-Р	20699-11 15020-07 22557-02	1 шт. 1 шт. 1 шт.
30 ⁵ , 34 ⁵ , 37 ⁵	Термометр сопротивления из платины технический ТПТ-1 ³	46155-10	1 шт.

¹ Приведена нумерация в соответствии с таблицей 1;

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

³ Вид исполнения ТПТ-1-3;

⁴ Данные средства измерений подключаются к счетчику-расходомеру электромагнитному РМ5 модификация РМ5-Т;

⁵ Данные УУ для подключения термометров сопротивления из платины технических ТПТ-1-3 используют УВП-280 из состава других УУ, соответственно: УУ 30 подключается через УВП-280 из состава УУ 29; УУ 34 подключается через УВП-280 из состава УУ 33; УУ 37 подключается через УВП-280 из состава УУ 36.

АСКУТЭ ТЭЦ-21 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-21, 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-21 на аналогичные утвержденного типа, допущенные к применению в установленном порядке, метрологические характеристики которых обеспечивают метрологические и технические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-21, 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-21 как их неотъемлемая часть.

АСКУТЭ ТЭЦ-21 позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать теплосчетчики установленные у сторонних организаций, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

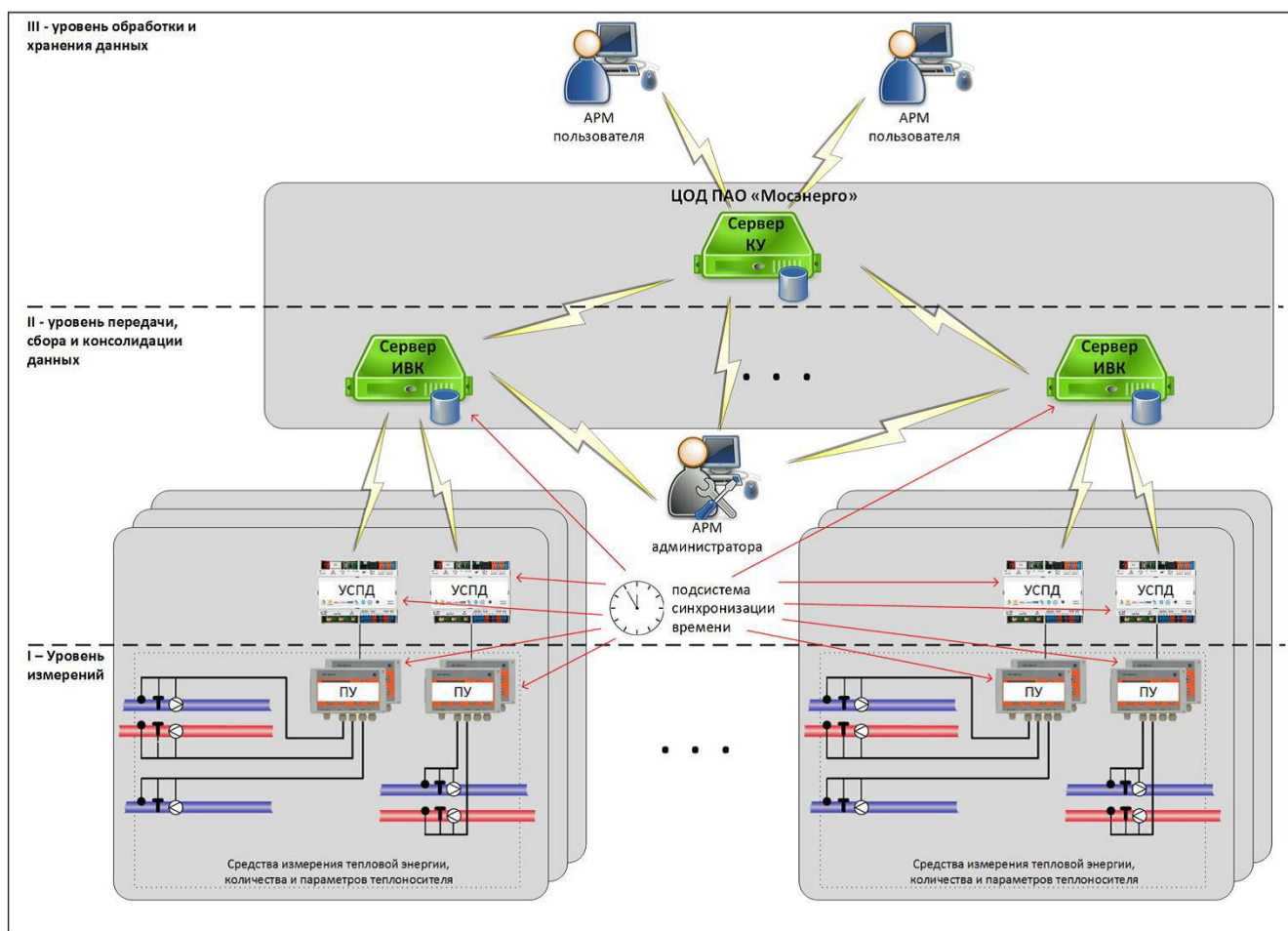


Рисунок 1 - Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-21

АСКУТЭ ТЭЦ-21 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-21, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Нанесение знака поверки на АСКУТЭ ТЭЦ-21 не предусмотрено. Заводской номер АСКУТЭ ТЭЦ-21 указан в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АСКУТЭ ТЭЦ-21 включает в свой состав:

- ПО нижнего уровня (НУ), данное ПО установлено в СИ, применяемых в составе АСКУТЭ ТЭЦ-21, 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-21 и реализует следующие функции:

- сбор измерительной информации с НУ;
- вычисление средневзвешенной энтальпии теплоносителя в обратных трубопроводах главных магистралей ТЭЦ-21;
- 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-21 размещенный в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнерго» 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-21;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-21;
- 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-21;
- журналирование действий пользователей и работы АСКУТЭ ТЭЦ-21.

Нормирование метрологических характеристик АСКУТЭ ТЭЦ-21 проведено с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция и монтаж оборудования среднего уровня АСКУТЭ ТЭЦ-21 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-21;
- 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-21
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.1.705
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	52f05d39b9d2d2d3ea321c51dc7e9ecf
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части ТЭЦ-21

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы ТЭЦ-21
1	2	3
1. Магистраль 1 «Ховрино» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 142,63 до 43197,12	от 400 до 14000
- обратный	от 142,63 до 43197,12	от 400 до 14000

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,47$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,59$
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 $\pm 3,07$
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 $\pm 0,90$
2. Магистраль 12 «Дмитрово» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 550 до 14000 от 550 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,19$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,31$
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

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 $\pm 2,79$
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 24 «Проспект Мира» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 400 до 12000 от 400 до 12000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,47$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,59$
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 $\pm 3,07$
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
4. Магистраль 25 «Химки» (DN1000)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 99,05 до 29998 от 99,05 до 29998	от 250 до 10000 от 250 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,48 до ±1,58
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 ±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, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,61 до ±3,18
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 ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
5. Магистраль 31 «Лианозово» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 400 до 12000 от 400 до 12000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,48 до ±1,47
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,58 до ±3,43	от ±0,60 до ±1,59
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 ±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, °C	от 3 до 180	от 20 до 86

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 $\pm 3,07$
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. Магистраль 5 «Медведковская» (DN1000/DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 99,05 до 29998 от 142,63 до 43197,12	от 550 до 14000 от 550 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), % - подающий - обратный	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$ от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 0,96$ от $\pm 0,48$ до $\pm 1,19$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, % - подающий - обратный	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$ от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,08$ от $\pm 0,60$ до $\pm 1,31$
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 $\pm 2,56$
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

Продолжение таблицы 5

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 $\pm 0,90$
7. Магистраль №81 (DN100)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 0,128 до 32 от 0,128 до 32	от 0,128 до 32 от 0,128 до 32
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ 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 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 $\pm 1,32$	$\pm 1,12$ $\pm 0,86$
Диапазон измерений разности температур, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	от $\pm 0,55$ до $\pm 3,50$	от $\pm 0,60$ до $\pm 0,95$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, %	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 $\pm 1,74$ до $\pm 3,59$
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 $\pm 0,90$
8. Подпиток т/с М24 «Проспект Мира» (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000
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

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 ±1,13 до ±3,41
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,16 до ±3,46
9. Подпитка т/с от ДПТС-1 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
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 ±1,13 до ±3,41
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,16 до ±3,46
10. Подпитка т/с от ДПТС-2 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
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 ±1,13 до ±3,41
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,16 до ±3,46
11. Подпитка т/с от ДПТС-3 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 $\pm 1,13$ до $\pm 3,41$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,16$ до $\pm 3,46$
12. Подпитка т/с от ДПТС-4 (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 $\pm 0,6$ 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 $\pm 1,13$ до $\pm 3,41$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,16$ до $\pm 3,46$
13. Подпитка т/с от ДПТС-5 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000
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

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 ±1,13 до ±3,41
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,16 до ±3,46
<u>14 Подпитка т/с М25 «Химки» (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000
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 ±1,13 до ±3,41
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,16 до ±3,46
<u>15. Подпитка т/с за БПТС-1 (DN200 мм)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000
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 ±1,13 до ±3,41
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,16 до ±3,46
<u>16. Подпиточная вода от бл. 11 (DN150)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,6 до 600	от 0,6 до 600

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 $\pm 1,00$ до $\pm 1,80$	от $\pm 0,68$ до $\pm 1,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 1,13$ до $\pm 3,41$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,16$ до $\pm 3,46$
<u>17. Холодная вода КТО №1</u>		
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 $\pm 0,60$
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 $\pm 0,59$
<u>18. Холодная вода КТО №2</u>		
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 $\pm 0,60$
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 $\pm 0,59$
<u>19. Наружный воздух</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +120	от -45 до +45
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,30$ до $\pm 0,43$	от $\pm 0,20$ до $\pm 0,30$
Диапазон измерений абсолютного давления, МПа	от 0 до 0,16	от 0 до 0,16
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,85$	от $\pm 0,53$ до $\pm 1,85$
<u>20. Сырая вода на подпиток т\с 6 ЦН (DN200)</u>		
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 $\pm 0,5$ до $\pm 2,0$	от $\pm 0,5$ до $\pm 2,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,51$ до $\pm 2,0$	от $\pm 0,51$ до $\pm 2,0$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,0	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от $\pm 1,1$ до $\pm 2,6$	от $\pm 1,1$ до $\pm 2,6$
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +180	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от $\pm 0,35$ до $\pm 1,61$	от $\pm 0,35$ до $\pm 0,63$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
21. Подпиточная вода за БПТС-3 бл.10 (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±0,51 до ±2,0	от±0,51 до ±2,0
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,0	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,1 до ±2,0	от ±1,1 до ±2,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -200 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±2,45	от ±0,35 до ±0,63
22. Аварийный подпиток бл.9 от НПТС бл.8 (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±0,51 до ±2,0	от±0,51 до ±2,0
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,0	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,1 до ±2,0	от ±1,1 до ±2,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -200 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±2,45	от ±0,35 до ±0,63
23. Сырая вода на подпиток т\с №3 4 ЦН (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 ±2,0	от ±0,5 до ±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от±0,51 до ±2,0	от±0,51 до ±2,0
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 0,6	от 0 до 0,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,1 до ±2,0	от ±1,1 до ±2,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -200 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±2,45	от ±0,35 до ±0,63
24. Сырая вода на подпиток т\с №4 КТЦ-1 (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,6 до 600	от 0,6 до 600
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±0,51 до ±2,0	от±0,51 до ±2,0

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,0	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,1 до ±2,0	от ±1,1 до ±2,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±2,45	от ±0,35 до ±0,63
25. Аварийный подпиток блока №8 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/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±0,51 до ±2,0	от±0,51 до ±2,0
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 0,6	от 0 до 0,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,1 до ±2,0	от ±1,1 до ±2,0
Диапазон измерений температуры, °С	от -200 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±2,45	от ±0,35 до ±0,63
26 . Сырая вода на подпиток т\с «Проспект Мира» (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,0 до 1000	от 1,0 до 1000
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±0,6 до ±2,1	от±0,6 до ±2,1
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±1,1 до ±2,0	от ±1,1 до ±2,0
Диапазон измерений температуры, °С	от 0 до +180	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,35 до ±1,61	от ±0,35 до ±0,63
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.21.01 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-21. 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-21 в части РТС «Новомосковская»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Новомосковская»
1	2	3
<u>27. Вывод 1 правое направление (DN700)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 48,53 до 14699,02 от 48,53 до 14699,02	от 200 до 4000 от 200 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,14$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,26$
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 $\pm 2,74$
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 $\pm 0,90$
<u>28. Вывод 2 левое направление (DN700)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 48,53 до 14699,02 от 48,53 до 14699,02	от 200 до 2500 от 200 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,51$ до $\pm 1,14$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,63$ до $\pm 1,26$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
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 ±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, °C	от 3 до 180	от 20 до 86
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,64 до ±2,74
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 ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
29. Подпиток (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,64 до 160	от 0,64 до 160
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, °C	от -100 до +300	от +20 до +102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,68 до ±1,01
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±2,5 до ±4,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,93 до ±2,6
30. Холодная вода		
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.21.04 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Новомосковская». 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-21 в части РТС «Отрадное»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Отрадное»
1	2	3
<u>31. Вывод 1 правое направление (DN800)</u>		
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, °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 $\pm 1,62$ 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

Продолжение таблицы 7

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>32. Вывод 2 левое направление (DN800)</u>		
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 $\pm 0,90$
<u>33. Подпиток (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
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 $\pm 1,01$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±2,5 до ±4,05
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±0,93 до ±2,68
<u>34. Холодная вода</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>СОЕВ</u>		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки	±5	
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.21.02 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Отрадное». 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-21 в части КТС «Стандартная»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы КТС «Стандартная»
1	2	3
35. Вывод (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 1,6 до 400 от 1,6 до 400	от 12,8 до 320 от 12,8 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ 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 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 $\pm 0,86$

Продолжение таблицы 8

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, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более $\pm 6,5$	от $\pm 1,73$ до $\pm 3,60$
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 $\pm 0,90$
36. Подпиток (DN40)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,128 до 32	от 0,2 до 20
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, %	-	$\pm 1,14$ до $\pm 4,35$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	$\pm 1,05$ до $\pm 3,96$
37. Холодная вода		
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
СОЕВ		
Пределы абсолютной погрешности синхронизации измерительных и вычислительных компонентов с мировым временем, с/сутки		±5
Примечания - Указаны предельные значения погрешностей, конкретные значения зависят от условий измерений и определяются в соответствии с документом 40166302.289939190.012.МВИ.21.03 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. КТС «Стандартная». 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, °C - относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25 °C, % - 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-21, 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
1	2	3
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-21 и котельных, входящих в состав филиала ¹	АСКУТЭ ТЭЦ-21	1 шт.

Продолжение таблицы 10

1	2	3
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части ТЭЦ-21	40166302.289939190.012.ФО.21.01	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части РТС «Отрадное»	40166302.289939190.012.ФО.21.02	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части КТС «Стандартная»	40166302.289939190.012.ФО.21.03	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части РТС «Новомосковская»	40166302.289939190.012.ФО.21.04	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части ТЭЦ-21	40166302.289939190.012.РЭК.21.01 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части РТС «Отрадное»	40166302.289939190.012.РЭК.21.02 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части КТС «Стандартная»	40166302.289939190.012.РЭК.21.03 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части РТС «Новомосковская»	40166302.289939190.012.РЭК.21.04 РЭ	1 экз.
Методика поверки	40166302.289939190.012.МПИ.21	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части ТЭЦ-21 ²	40166302.289939190.012.МВИ.21.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части РТС «Отрадное» ²	40166302.289939190.012.МВИ.21.02	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части КТС «Стандартная» ²	40166302.289939190.012.МВИ.21.03	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-21 в части РТС «Новомосковская» ²	40166302.289939190.012.МВИ.21.04	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-21	-	1 компл.
¹ заводской № 021;		
² Полное наименования документов указано в разделе «Сведения о методиках (методах) измерений».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- 40166302.289939190.012.МВИ.21.01 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-21. Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.21.02 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Отрадное». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.21.03 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. КТС «Стандартная». Методика измерений»;

- 40166302.289939190.012.МВИ.21.04 «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-21 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Новомосковская». Методика измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-21 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»)

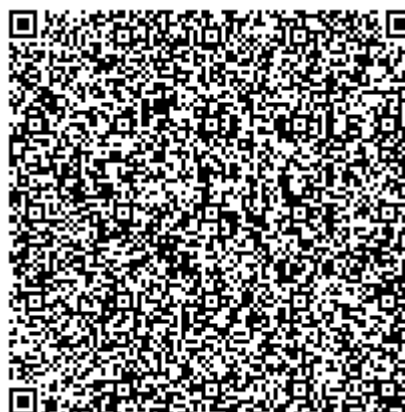
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

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 «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84134-21

Лист № 1
Всего листов 29

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-25 и котельных, входящих в состав филиала

Назначение средства измерений

Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-25 и котельных, входящих в состав филиала (далее – АСКУТЭ ТЭЦ-25) 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-25 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-25 представляет собой multifunctional, проектно-компонентную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений. АСКУТЭ ТЭЦ-25 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-25 осуществляет учет тепловой энергии и параметров теплоносителя на объектах ПАО «Мосэнерго»: ТЭЦ-25, МК Западный порт, РТС «Крылатское», РТС «Кунцево», РТС «Рублево». Перечень узлов учета (УУ) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень УУ

Наименование			
№	ТЭЦ-25	№	ТЭЦ-25
1	Магистраль №1 «Никольская»	12	Аварийный подпиток теплосети от АНПТС 3
2	Магистраль №9 «Карамышевская»		
3	Магистраль №3 «Центр»	13	Аварийный подпиток теплосети от АНПТС блока №6
4	Магистраль №4 «Тропарево»		
5	Магистраль №5 «Фили»	14	Аварийный подпиток теплосети от АНПТС блока №7
6	Норм. Подп. т/с от НПТС 1,2,3		
7	Норм. Подп. т/с от НПТС 4,5,6	15	Техническая вода на ТЭЦ ввод 1
8	Норм. Подп. т/с от НПТС 7,8,9 №1	16	Техническая вода на ТЭЦ ввод 2
9	Норм. Подп. т/с от НПТС 7,8,9 №2	17	Техническая вода на ТЭЦ ввод 3
10	Холодная вода	18	Наружный воздух
11	Аварийный подпиток теплосети от АНПТС 1,2	-	-
		-	-

Продолжение таблицы 1

Наименование			
№	МК Западный порт	№	РТС «Кунцево»
19	Вывод ГВС	30	Вывод 1
20	Вывод ЦО	31	Вывод 2
21	Подпиток	32	Вывод 3
22	Холодная вода	33	Подпитка №1
№	РТС «Крылатское»	№	РТС «Рублево»
23	Вывод «Правое направление»	34	Подпитка №2
24	Вывод «Центральное направление»	35	Холодная вода №1
25	Вывод «Левое направление»	36	Холодная вода №2
26	Подпитка №1	37	Вывод 1
27	Подпитка №2	38	Вывод 2
28	Холодная вода №1	39	Холодная вода
29	Холодная вода №2	-	-

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-25. Перечень СИ, которыми укомплектованы УУ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень СИ

№ ¹	Наименование	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Кол-во
1	2	3	4
1-5, 23-25, 30-32, 37, 38	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.
6-9, 21, 26, 27, 33, 34	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе: - вычислитель УВП-280 - теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС - термометр платиновый технический ТПТ-1-3 - датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72830-18 53503-13 67374-17 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
10	Вычислитель УВП-280 Термометр платиновый технический ТПТ-1-3 Датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	53503-13 46155-10 72888-18	1 шт. 1 шт. 1 шт.
11, 12	Счетчик-расходомер РМ-5 (РМ-5-Т) Датчик давления Метран-100-ДИ Термопреобразователь исполнения ТПТ-1-3 ³	20699-00 22235-01 14638-05	1 шт. 1 шт. 1 шт.
13, 14	Счетчик-расходомер электромагнитный РМ-5 (РМ-5-Т) Датчик давления Метран-100-ДИ Термопреобразователь исполнения ТПТ-1-3 ³	20699-06 22235-01 14638-05	1 шт. 1 шт. 1 шт.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
15, 17	Вычислитель УВП-280	18379-04	1 шт.
	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM001	14315-94	1 шт.
	Термометр сопротивления ТС005 (модификация ТС035)	14763-08	1 шт.
	Датчик давления Метран-100-ДИ	22235-08	1 шт.
16	Вычислитель УВП-280	18379-04	1 шт.
	Расходомер-счетчик ультразвуковой UFM001	14315-94	1 шт.
	Термометр сопротивления ТС005 (модификация ТС035)	14763-08	1 шт.
	Датчик давления Метран-100-ДИ	22235-01	1 шт.
18	Вычислитель УВП-280	18379-04	1 шт.
	Термометр сопротивления ТС005 (модификация ТС035)	14763-08	1 шт.
	Датчик давления Метран-150	32854-09	1 шт.
19, 20	Теплосчетчик ЭМИС-ЭСКО 2210, в составе:	72830-18	1 шт.
	- вычислитель УВП-280	53503-13	1 шт.
	- теплосчетчик ВИС.ТЗ исполнение ВС	67374-17	2 шт.
	- комплект термометров сопротивления КТПТР-01	46156-10	1 шт.
	- датчик давления ЭМИС-БАР 103Н	72888-18	2 шт.
22 ⁴ , 28 ⁴ , 29 ⁴ , 35 ⁴ , 36 ⁴	Термометр платиновый технический ТПТ-1-3	46155-10	1 шт.
39	Вычислитель УВП-280	53503-13	1 шт.
	Термометр платиновый технический ТПТ-1-3	46155-10	1 шт.

¹ Приведена нумерация в соответствии с таблицей 1;

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

³ Используется один термопреобразователь из комплекта термометров (термопреобразователей) платиновых технических разностных;

⁴ Данные УУ для подключения термометров платиновых технических ТПТ-1-3 используют УВП-280 из состава других УУ, соответственно: УУ 16 подключается через УВП-280 из состава УУ 15, УУ 18 подключается через УВП-280 из состава УУ 17, УУ 22 подключается через УВП-280 из состава УУ 21; УУ 28 подключается через УВП-280 из состава УУ 26, УУ 29 подключается через УВП-280 из состава УУ 27, УУ 35 подключается через УВП-280 из состава УУ 33; УУ 36 подключается через УВП-280 из состава УУ 34.

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 «Мосэнергo», автоматизированных рабочих мест (АРМ) и вспомогательного оборудования.

Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-25 приведена на рисунке 1.

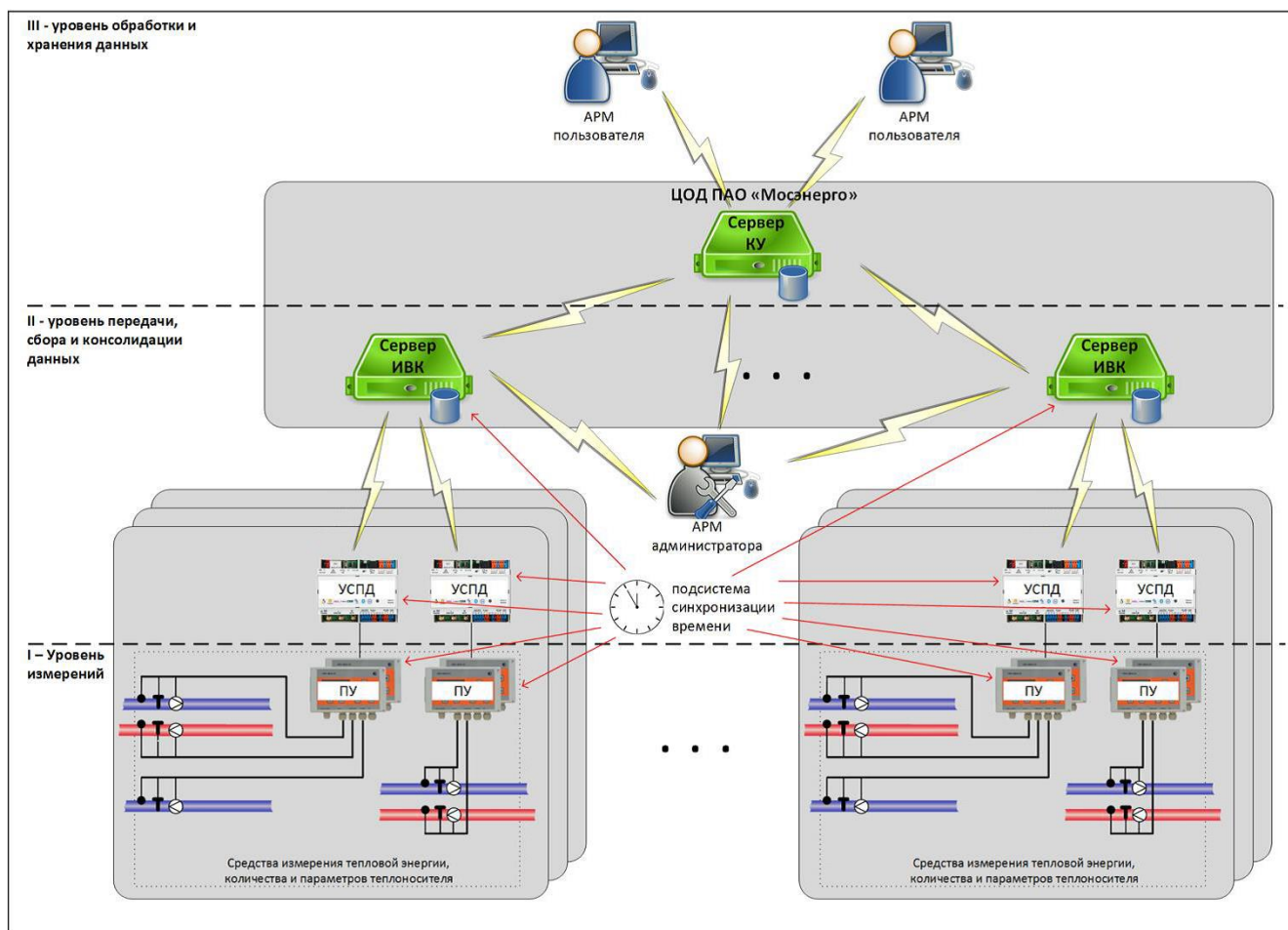


Рисунок 1 - Структурная схема АСКУТЭ ТЭЦ-25

АСКУТЭ ТЭЦ-25 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-25, 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-25 на аналогичные утвержденного типа, допущенные к применению в установленном порядке, метрологические характеристики которых обеспечивают метрологические и технические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-25, приведенные в таблицах 5 - 10. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АСКУТЭ ТЭЦ-25 как их неотъемлемая часть.

АСКУТЭ ТЭЦ-25 позволяет по цифровым интерфейсам опрашивать теплосчетчики, установленные у сторонних организаций, при этом метрологические характеристики данных измерительных каналов не нормируются.

АСКУТЭ ТЭЦ-25 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-25, проводится в соответствии с конструкторской, технической и эксплуатационной документацией на них. Нанесение знака поверки на АСКУТЭ ТЭЦ-25 не предусмотрено. Заводской номер АСКУТЭ ТЭЦ-25 указан в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) АСКУТЭ ТЭЦ-25 включает в свой состав:

- ПО нижнего уровня (НУ), данное ПО установлено в СИ, применяемых в составе АСКУТЭ ТЭЦ-25, 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-25 и реализует следующие функции:

- сбор измерительной информации с НУ;
- вычисление средневзвешенной энтальпии теплоносителя в обратных трубопроводах главных магистралей ТЭЦ-25;
- 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-25 размещенный в центре обработки данных (ЦОД) ПАО «Мосэнерго» 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-25;
- централизованное ведение паспортов по объектам коммерческого учета и справочников, используемых для обеспечения информационной совместимости функциональных подсистем ВУ АСКУТЭ ТЭЦ-25;
- 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-25;
- журналирование действий пользователей и работы АСКУТЭ ТЭЦ-25.

Нормирование метрологических характеристик АСКУТЭ ТЭЦ-25 проведено с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция и монтаж оборудования среднего уровня АСКУТЭ ТЭЦ-25 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-25;
- 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-25
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.1.708
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	7f4a5cacd708ea58f68ccd70f51b1370
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части ТЭЦ-25

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Режим ТЭЦ-25
1	2	3
1. Магистраль №1 «Никольская» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	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 $\pm 1,27$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,39$
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 $\pm 2,87$
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 0,630
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 $\pm 0,90$
2. Магистраль №9 «Карамышевская» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 400 до 18000 от 400 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,47$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,59$
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 $\pm 3,07$
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 №3 «Центр» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 350 до 14000 от 350 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,62$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,74$
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 $\pm 0,95$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
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 $\pm 3,22$
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 №4 «Тропарево» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	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 $\pm 1,27$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,39$
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 $\pm 2,87$
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 №5 «Фили» (DN1200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 142,63 до 43197,12 от 142,63 до 43197,12	от 400 до 18000 от 400 до 18000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,48$ до $\pm 1,47$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,60$ до $\pm 1,59$
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 $\pm 3,07$
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. Норм. Подп. т/с от НПТС 1,2,3 (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 $\pm 0,6$ 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 $\pm 1,01$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от $\pm 0,95$ до $\pm 3,56$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,41$ до $\pm 4,12$
7. Норм. Подп. т/с от НПТС 4,5,6 (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 $\pm 0,6$ 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 $\pm 0,95$ до $\pm 3,56$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,41$ до $\pm 4,12$
8. Норм. Подп. т/с от НПТС 7,8,9 №1 (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 $\pm 0,6$ 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 $\pm 0,95$ до $\pm 3,56$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,41$ до $\pm 4,12$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
9. Норм. Подп. т/с от НПТС 7,8,9 №2 (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 ±0,6 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 ±0,95 до ±3,56
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,41 до ±4,12
10. 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 ±0,56 до ±0,82	от ±0,56 до ±0,82
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,19 до ±0,89	от ±0,19 до ±0,37
11. Аварийный подпиток теплосети от АНПТС 1,2 (DN300)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 2,5 до 2500	от 2,5 до 2500
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного массового расхода, объема и массы, %	от ±0,5 до ±2,0	от ±0,5 до ±2,0
Диапазон показаний избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Диапазон показаний температуры, °С	от 0 до +180	от 0 до +40
12. Аварийный подпиток теплосети от АНПТС 3 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1 до 1000	от 1 до 1000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении объемного массового расхода, объема и массы, %	от ±0,5 до ±2,0	от ±0,5 до ±2,0
Диапазон показаний избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Диапазон показаний температуры, °С	от 0 до +180	от 0 до +40
13. Аварийный подпиток теплосети от АНПТС блока №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

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,1$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,1$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до +180	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,35$ до $\pm 0,80$	от $\pm 0,35$ до $\pm 0,45$
<u>14. Аварийный подпиток теплосети от АНПТС блока №7 (DN300)</u>		
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 $\pm 0,5$ до $\pm 2,0$	от $\pm 0,5$ до $\pm 2,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,1$	от $\pm 0,6$ до $\pm 2,1$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 1,6	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, %	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до +180	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,35$ до $\pm 0,80$	от $\pm 0,35$ до $\pm 0,45$
<u>15. Техническая вода на ТЭЦ ввод 1 (DN1000)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 76 до 2500	от 600 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 1,00$ до $\pm 3,00$	$\pm 1,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 1,14$ до $\pm 3,14$	$\pm 1,14$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,55$ до $\pm 0,71$	от $\pm 0,55$ до $\pm 0,80$
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,25$ до $\pm 0,85$	от $\pm 0,25$ до $\pm 0,33$
<u>16. Техническая вода на ТЭЦ ввод 2 (DN1000)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 76 до 2500	от 600 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от $\pm 1,00$ до $\pm 3,00$	$\pm 1,00$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 1,14$ до $\pm 3,14$	$\pm 1,14$
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от $\pm 0,55$ до $\pm 0,71$	от $\pm 0,55$ до $\pm 0,80$
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от $\pm 0,25$ до $\pm 0,85$	от $\pm 0,25$ до $\pm 0,33$

Продолжение таблицы 5

1	2	3
<u>17. Техническая вода на ТЭЦ ввод 3 (DN800)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 152 до 5000	от 600 до 5000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±1,00 до ±3,00	±1,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±1,14 до ±3,14	±1,14
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0 до 2,5	от 0 до 0,63
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±0,55 до ±0,71	от ±0,55 до ±0,80
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,25 до ±0,85	от ±0,25 до ±0,33
<u>18. Наружный воздух</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -50 до +120	от -45 до +45
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,25 до ±0,85	от ±0,25 до ±0,34
Диапазон измерений абсолютного давления, кПа	от 0 до 1000	от 0 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления, %	от ±0,55 до ±0,60	от ±0,55 до ±1,07
<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.25.01 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-25. 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-25 в части МК Западный порт

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Режим МК Западный порт
1	2	3
19. ГВС (DN80)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 0,4 до 100 от 0,4 до 100	от 0,4 до 100 от 0,4 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода, %	от ±0,60 до ±2,00	от ±0,60 до ±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,72 до ±2,12	от ±0,72 до ±2,12
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - циркуляционный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +65 до +75 от +40 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С - подающий - циркуляционный	от ±0,60 до ±1,32 от ±0,60 до ±1,32	от ±0,86 до ±0,90 от ±0,76 до ±0,80
Диапазон измерений разности температур, °С - подающий - циркуляционный	от 3 до 180 -	от 15 до 50 от 10 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, % - подающий - циркуляционный	от ±0,55 до ±3,50 -	от ±0,68 до ±1,1 от ±0,68 до ±1,4
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, % - подающий - циркуляционный	от ±0,52 до ±1,50 -	от ±0,56 до ±0,70 от ±0,56 до ±0,80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	от ±2,36 до ±9,90	от ±2,60 до ±5,66
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 ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90

Продолжение таблицы 6

1	2	3
20. ЦО (DN150)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 1,28 до 320 от 1,28 до 320	от 1,28 до 320 от 1,28 до 320
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,60$ до $\pm 2,00$	от $\pm 0,60$ 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 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 $\pm 1,73$ до $\pm 3,60$
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 $\pm 0,90$
21. Подпитка (DN25)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,04 до 10	от 0,04 до 10
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 $\pm 1,01$

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) количества тепловой энергии, %	-	от ±1,14 до ±4,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,41 до ±4,12
<u>22. Холодная вода (DN80)</u>		
Диапазон измерений температуры, °C	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	от ±0,60 до ±1,80	от ±0,60 до ±0,76
<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.25.02 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. МК Западный порт. 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-25 в части РТС «Крылатское»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Режим РТС «Крылатское»
1	2	3
23. Вывод «Правое направление» (DN1000)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч		
- подающий	от 99,05 до 29998	от 120 до 7500
- обратный	от 99,05 до 29998	от 120 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,81$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,93$
Диапазон измерений температуры, °C		
- подающий	от 0 до +180	от +70 до +130
- обратный	от 0 до +180	от +40 до +65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C		
- 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 $\pm 0,86$

Продолжение таблицы 7

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 $\pm 4,41$
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 $\pm 0,90$
24. Вывод «Центральное направление» (DN1000)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 99,05 до 29998 от 99,05 до 29998	от 120 до 7500 от 120 до 7500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,81$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,93$
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 $\pm 4,41$
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 7

1	2	3
25. Вывод «Левое направление» (DN600)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 35,66 до 10799,28 от 35,66 до 10799,28	от 100 до 5500 от 100 до 5500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_f), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 1,47$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,59$
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 $\pm 3,07$
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 $\pm 0,90$
26. Подпитка №1 (DN200)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,00 до 250	от 1,00 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 $\pm 1,22$ до $\pm 4,09$

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±3,79
<u>27. Подпитка №2 (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 1,00 до 250	от 1,00 до 250
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 ±1,22 до ±4,09
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от ±1,19 до ±3,79
<u>28. Холодная вода 1</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>29. 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>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.25.03 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Крылатское». 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-25 в части РТС «Кунцево»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Кунцево»
1	2	3
30. Вывод 1 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 5500 от 100 до 5500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,38$
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 $\pm 1,62$ до $\pm 3,86$
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 $\pm 0,90$
31. Вывод 2 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 5500 от 100 до 5500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,49$ до $\pm 2,26$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,61$ до $\pm 2,38$
Диапазон измерений температуры, °С - подающий - обратный	от 0 до +180 от 0 до +180	от +70 до +130 от +40 до +65

Продолжение таблицы 8

1	2	3
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 (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,62 до ±3,86
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 ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90	от ±0,53 до ±0,90 от ±0,53 до ±0,90
32. Вывод 3 (DN800)		
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч - подающий - обратный	от 63,39 до 19198,72 от 63,39 до 19198,72	от 100 до 5500 от 100 до 5500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,49 до ±2,26
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,58 до ±3,43	от ±0,61 до ±2,38
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 (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества тепловой энергии, %	$E_f + E_t + E_c$, но не более ±6,5	от ±1,62 до ±3,86
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

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>33. Подпитка 1 (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 1,28 до 320	от 1,28 до 320
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 $\pm 1,22$ до $\pm 4,09$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,19$ до $\pm 3,79$
<u>34. Подпитка 2 (DN200)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч	от 0,8 до 200	от 0,8 до 200
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 $\pm 1,22$ до $\pm 4,09$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений (вычислений) объема подпиточной воды, %	-	от $\pm 1,19$ до $\pm 3,79$
<u>35. 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>36. 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>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.25.04 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Кунцево». 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 – Метрологические характеристики АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Рублево»

Наименование характеристики	Значения обеспечиваемые применяемыми СИ	Основные режимы РТС «Рублево»
1	2	3
<u>37. Вывод 1 (DN500)</u>		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 24,76 до 7499,5 от 24,76 до 7499,5	от 100 до 4000 от 100 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от ±0,46 до ±3,31	от ±0,47 до ±1,16
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от ±0,58 до ±3,43	от ±0,59 до ±1,28
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 (E_t), %	от ±0,55 до ±3,50	от ±0,60 до ±0,95
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления количества тепловой энергии, (E_c), %	от ±0,52 до ±1,50	от ±0,53 до ±0,65

Продолжение таблицы 9

1	2	3
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 $\pm 2,76$
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 $\pm 0,90$
38. Вывод 2 (DN500)		
Диапазон измерений объемного расхода, м ³ /ч - подающий - обратный	от 24,76 до 7499,5 от 24,76 до 7499,5	от 100 до 4000 от 100 до 4000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (E_t), %	от $\pm 0,46$ до $\pm 3,31$	от $\pm 0,47$ до $\pm 1,16$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы, %	от $\pm 0,58$ до $\pm 3,43$	от $\pm 0,59$ до $\pm 1,28$
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 $\pm 1,60$ до $\pm 2,76$
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 9

1	2	3
<u>39. Холодная вода</u>		
Диапазон измерений температуры, °С	от -100 до +300	от 0 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	от ±0,19 до ±0,89	от ±0,19 до ±0,37
<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.25.05 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Рублево». Методика измерений»; - При определении пределов допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений давления, в качестве диапазона измерений принимается значения, указанные в столбце 2.		

Таблица 10 – 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-25, 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 11 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система автоматизированная коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-25 и котельных, входящих в состав филиала ¹	АСКУТЭ ТЭЦ-25	1 шт.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части ТЭЦ-25	40166302.289939190.012.ФО.25.01	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части МК Западный порт	40166302.289939190.012.ФО.25.02	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Крылатское»	40166302.289939190.012.ФО.25.03	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Кунцево»	40166302.289939190.012.ФО.25.04	1 экз.
Формуляр АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Рублево»	40166302.289939190.012.ФО.25.05	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части ТЭЦ-25	40166302.289939190.012.РЭК.25.01 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части МК Западный порт	40166302.289939190.012.РЭК.25.02 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Крылатское»	40166302.289939190.012.РЭК.25.03 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Кунцево»	40166302.289939190.012.РЭК.25.04 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Рублево»	40166302.289939190.012.РЭК.25.05 РЭ	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части ТЭЦ-25 ²	40166302.289939190.012.МВИ.25.01	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части МК Западный порт ²	40166302.289939190.012.МВИ.25.02	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Крылатское» ²	40166302.289939190.012.МВИ.25.03	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Кунцево» ²	40166302.289939190.012.МВИ.25.04	1 экз.
Методика измерений АСКУТЭ ТЭЦ-25 в части РТС «Рублево» ²	40166302.289939190.012.МВИ.25.05	1 экз.
Эксплуатационные документы и паспорта на оборудование входящие в состав АСКУТЭ ТЭЦ-25	-	1 компл.

¹ заводской № 025;

² Полное наименование документов указано в разделе «Сведения о методиках (методах) измерений».

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- 40166302.289939190.012.МВИ.25.01 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. ТЭЦ-25. Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.25.02 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. МК Западный порт. Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.25.03 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Крылатское». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.25.04 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Кунцево». Методика измерений»;
- 40166302.289939190.012.МВИ.25.05 «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-25 и котельных, входящих в состав филиала. РТС «Рублево». Методика измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя ПАО «Мосэнерго» в части ТЭЦ-25 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»)

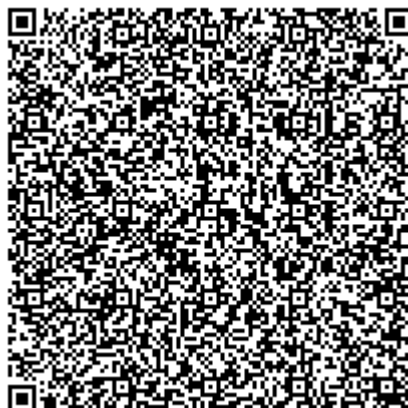
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

E-mail: sittek@mail.ru

Аттестат аккредитации ЗАО КИП «МЦЭ» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № RA.RU.311313 выдан 09 октября 2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84135-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основной газопровод компрессорной станции на УПСВ «Сологаевская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основной газопровод компрессорной станции на УПСВ «Сологаевская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя УВП-280, мод. УВП-280Б.01 (далее – ИВК) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в ИВК автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из двух измерительных линий (далее – ИЛ) (1 рабочая ИЛ (далее – ИЛ 1) и 1 резервная ИЛ (далее – ИЛ 2)) и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на аналогичные утвержденного типа.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC 100	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	43980-10
Датчик давления «Метран-150», мод. 150ТА	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	32854-13
Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-2700	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	38548-13
Вычислитель УВП-280, мод. УВП-280Б.01	1 (СОИ)	53503-13

В состав СИКГ входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

Основные функции СИКГ:

- измерение объемного расхода и объема свободного нефтяного газа;
- измерение параметров свободного нефтяного газа;
- вычисление объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям;
- отображение (индикация) и регистрация результатов измерений;
- хранение результатов измерений, формирование и печать отчетных документов.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

Конструкция не предусматривает возможность нанесения заводских и (или) серийных номеров непосредственно на СИКГ. С целью обеспечения идентификации заводской номер установлен в формуляре.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГ.

ПО СИКГ реализовано в ИВК. ПО ИВК настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ИВК
Идентификационное наименование ПО	ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики СИКГ представлены в таблице 3, основные технические характеристики СИКГ представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 38,43 до 3 400,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от - 35 до + 35
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки СОИ, °С:	от + 15 до + 30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	15
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа -температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,3 до 1,1 от 5 до 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основной газопровод компрессорной станции на УПСВ «Сологаевская» АО «Самаранефтегаз», зав. № 120967	—	1 шт.
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1 экз.
Формуляр на СИКГ	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений при помощи системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основной газопровод компрессорной станции на УПСВ «Сологаевская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2021.40963).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на основной газопровод компрессорной станции на УПСВ «Сологаевская» АО «Самаранефтегаз»

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

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ГОСТ 8.733-2011 «Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50

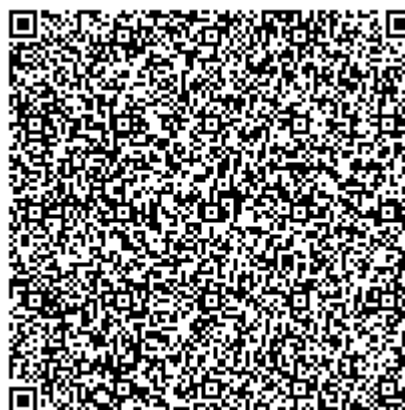
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес (место нахождения): 446200, .Россия, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Научная, дом 3 стр. 6

Адрес юридического лица: 117152, Россия, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1.

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84136-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс программно-технический «КОНТУР»

Назначение средства измерений

Комплекс программно-технический «КОНТУР» (далее – комплекс) предназначен для измерений крутящего момента силы, температуры масла и охлаждающей жидкости, давления масла двигателей внутреннего сгорания (далее – ДВС), а также для регистрации и отображения результатов измерений.

Описание средства измерений

Конструктивно комплекс состоит из шкафа автоматического управления комплексом, шкафа управления и силовой коммутации электропривода, состоящего из шкафа инвертора, шкафа выпрямителя и шкафа ввода питания, динамометрического устройства на базе асинхронной машины со встроенным датчиком скорости и вентилятором охлаждения, платформы комплекса, системы охлаждения ДВС, автоматизированного рабочего места испытателя, комплекта датчиков измерений физических величин.

Функционально комплекс состоит из измерительных каналов (ИК):

- ИК измерений крутящего момента силы;
- ИК измерений температуры охлаждающей жидкости на входе в двигатель;
- ИК измерений температуры охлаждающей жидкости на выходе двигателя;
- ИК измерений давления масла в масляной магистрали двигателя;
- ИК измерений температуры масла в главной масляной магистрали двигателя.

ИК измерений крутящего момента силы

Принцип действия ИК основан на преобразовании измеряемой физической величины от первичного преобразователя (ПП) – датчика крутящего момента силы серии Т10F (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 31407-09) в электрический сигнал, функционально связанный с измеряемой физической величиной, его передачи по каналам связи на усилитель измерительный РМЕ (рег. № 29795-09) для усиления и цифрового преобразования измеренных величин с последующей передачей на ПЭВМ для вычисления значений измеряемых сигналов по известной градуировочной характеристике. Результаты измерений индицируются на монитор, архивируются и оформляются в виде протоколов.

ИК измерений температуры охлаждающей жидкости на входе в двигатель

Принцип действия ИК основан на преобразовании измеряемой физической величины от ПП – термометра сопротивления платинового МВТ модель 5250 (рег. № 45778-10), предназначенного для измерений температуры охлаждающей жидкости на входе в двигатель, в электрический сигнал, функционально связанный с измеряемой физической величиной, его передачи по каналам связи на измерительный модуль 6ES7-331-1KF01-0AB0 контроллера программируемого SIMATIC S7-300 (рег. № 15772-11) для преобразования в цифровой код с последующей передачей на ПЭВМ для вычисления значений измеряемых сигналов по из-

вестной градуировочной характеристике. Результаты измерений индицируются на монитор, архивируются и оформляются в виде протоколов.

ИК измерений температуры охлаждающей жидкости на выходе двигателя

Принцип действия ИК основан на преобразовании измеряемой физической величины от ПП – термометра сопротивления платинового МВТ модель 5250 (рег. № 45778-10), предназначенного для измерений температуры охлаждающей жидкости на выходе двигателя, в электрический сигнал, функционально связанный с измеряемой физической величиной, его передачи по каналам связи на измерительный модуль 6ES7-331-1KF01-0AB0 контроллера программируемого SIMATIC S7-300 (рег. № 15772-11) для преобразования в цифровой код с последующей передачей на ПЭВМ для вычисления значений измеряемых сигналов по известной градуировочной характеристике. Результаты измерений индицируются на монитор, архивируются и оформляются в виде протоколов.

ИК температуры масла в главной масляной магистрали двигателя

Принцип действия ИК основан на преобразовании измеряемой физической величины от ПП – термометра сопротивления платинового МВТ модель 5250 (рег. № 45778-10), предназначенного для измерений температуры масла в главной масляной магистрали, в электрический сигнал, функционально связанный с измеряемой физической величиной, его передачи по каналам связи на измерительный модуль 6ES7-331-1KF01-0AB0 контроллера программируемого SIMATIC S7-300 (рег. № 15772-11) для преобразования в цифровой код с последующей передачей на ПЭВМ для вычисления значений измеряемых сигналов по известной градуировочной характеристике. Результаты измерений индицируются на монитор, архивируются и оформляются в виде протоколов.

ИК измерений давления масла в масляной магистрали двигателя

Принцип действия ИК основан на преобразовании измеряемой физической величины от ПП – преобразователя давления измерительного MBS 3200 (рег. № 61533-15), предназначенного для измерений давления масла в масляной магистрали двигателя, в электрический сигнал, функционально связанный с измеряемой физической величиной, его передачи по каналам связи на измерительный модуль 6ES7-331-7HF01-0AB0 контроллера программируемого SIMATIC S7-300 (рег. № 15772-11) для преобразования в цифровой код с последующей передачей на ПЭВМ для вычисления значений измеряемых сигналов по известной градуировочной характеристике. Результаты измерений индицируются на монитор, архивируются и оформляются в виде протоколов.

Внешний вид составных частей комплекса представлен на рисунках 1 – 7. Заводской номер комплекса наносится на лицевую панель автоматизированного рабочего места испытателя с помощью самоклеящейся пленки.

Пломбирование средств измерений, входящих в состав комплекса, осуществляется в соответствии с требованиями их описаний типа.



Рисунок 1 – Шкафы комплекса (1 – шкаф автоматического управления комплекса, 2 – шкаф инвертора, 3 – шкаф выпрямителя, 4 – шкаф ввода питания)



Рисунок 2 – Асинхронная машина со встроенным датчиком скорости и вентилятором охлаждения (1 – электрическая машина, 2 – рама комплекса, 3 – подставка под электрическую машину, 4 – рама для установки ДВС)



Рисунок 3 – Автоматизированное рабочее место испытателя



Рисунок 4 – Система охлаждения ДВС



Рисунок 5 – Датчик крутящего момента силы серии T10F



Рисунок 6 – Преобразователь давления измерительный MBS 3200



Рисунок 7 – Термометр сопротивления платиновый MBT модель 5250

Программное обеспечение

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	WinCCExplorer.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V7.0
Цифровой идентификатор ПО	65928F98D7A203C2A63D445E018EE958
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	md5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
ИК измерений крутящего момента силы	
Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	от 1 до 1800
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу (далее – ВП)) погрешности измерений крутящего момента силы, %	$\pm 0,25$
ИК измерений температуры охлаждающей жидкости на входе в двигатель	
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	± 3
ИК измерений температуры охлаждающей жидкости на выходе двигателя	
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	± 3
ИК температуры масла в главной масляной магистрали двигателя	
Диапазон измерений температуры, °C	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	± 3
ИК измерений давления масла в масляной магистрали двигателя	
Диапазон измерений давления, кПа	от 0 до 1000
Пределы допускаемой приведенной (к ВП) погрешности измерений давления, %	± 3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38 50 $\pm$ 1
Габаритные размеры ПП из состава комплекса, мм (высота×ширина×глубина), не более: - датчик крутящего момента силы серии T10F: ротор статор	117×254×69 391×292×77

Продолжение таблицы 3

- преобразователь давления измерительный MBS 3200 - термометр сопротивления платиновый MBT модель 5250	33×51×105 50*
Масса ПП из состава комплекса, кг, не более: - датчик крутящего момента силы серии T10F: ротор статор - преобразователь давления измерительный MBS 3200 - термометр сопротивления платиновый MBT модель 5250	15,2 1,4 0,5 0,3
Условия эксплуатации: - температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре 25 °С, % - атмосферное давление, кПа	от 10 до 30 от 30 до 80 от 84 до 106
Примечание: * - длина погружной части термопреобразователя сопротивления платинового MBT модель 5250	

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на идентификационную шильду на лицевой стороне комплекса (шкаф автоматического управления комплексом, автоматизированное рабочее место испытателя) металлографическим способом и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Динамометрическое устройство на базе асинхронной машины с встроенным датчиком скорости	«КОНТУР СИД-Мкр»	1 шт
Шкаф управления комплексом испытания двигателей	«КОНТУР СИД-ШУ»	1 шт
Шкаф управления и силовой коммутации электропривода: - шкаф инвертора; - шкаф выпрямителя; - шкаф ввода питания	«КОНТУР СИД-ШУС» ШИ ШВ ШП	1 шт 1 шт 1 шт
Автоматизированное рабочее место испытателя	«КОНТУР СИД-АМР»	1 шт
Комплект датчиков измерения физических величин: - датчик крутящего момента, - датчик давления, - датчик температуры	«КОНТУР СИД-КИПиА» T10F MBS 3200 MBT модель 5250	1 шт. 1 шт. 3 шт.
Комплект силовых и контрольных кабелей	-	1 к-т
Комплект электромонтажных изделий	-	1 к-т
Платформа комплекса в составе: рама комплекса, подставка под электрическую машину, рама для установки ДВС	«СТЕНД-Платформа»	1 к-т

Продолжение таблицы 4

Система охлаждения ДВС в составе: - охлаждение двигателя; - охлаждение масла	«СТЕНД-ОЖ»	1 к-т
Пневмооборудование в составе: - управление зажимом ДВС; - управление ТНВД	«СТЕНД- Пневмооборудование»	1 к-т
Механизм нагружения датчика крутящего момента 3 кНм	«КОНТУР СИД- МНДкр»	1 шт.
Паспорт	КПТК-015.44.001 ПС	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КПТК-015.44.002 РЭ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» документа КПТК-015.44.002 РЭ «Комплекс программно-технический «КОНТУР» Руководство по эксплуатации», а также в эксплуатационной документации на средства измерений, входящие в состав комплекса.

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексу программно-техническому «КОНТУР»

1. Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2019 года № 1794 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений крутящего момента силы».

2. Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 года № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ – $1 \cdot 10^7$ Па».

3. Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

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

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

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

Изготовитель

Филиал общества с ограниченной ответственностью «Комплексное ЭнергоРазвитие-Инжиниринг» (ООО «КЭР-Инжиниринг»)

ИНН 1658099230

Адрес: 420080, респ. Татарстан, г. Казань, пр-т Ямашева, д.10

Телефон: (855) 239-53-54

Web-сайт: <http://www.keravt.com>

E-mail: keravt@ker-eng.com

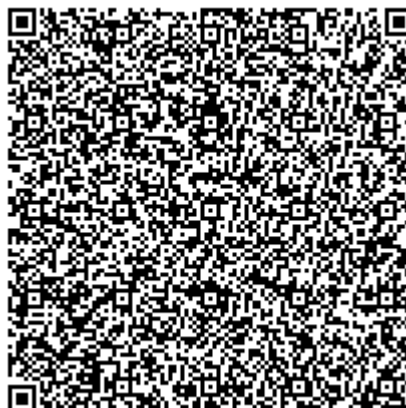
Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации

Адрес: 141006, Московская обл., г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13

Телефон: (495) 583-99-23, факс: (495) 583-99-48

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311314 от 31 августа 2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84137-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы температуры застывания нефтепродуктов Freeze Point (Cryo Cloud/Pour Point) Analyser

Назначение средства измерений

Анализаторы температуры застывания нефтепродуктов Freeze Point (Cryo Cloud/Pour Point) Analyser (далее анализатор») предназначены для измерений температуры застывания, замерзания (начала кристаллизации) и помутнения нефтепродуктов в потоке.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов – термоэлектрическое охлаждение и нагревание пробы с последующим детектированием: изменения давления, передаваемого через пробу на датчик давления, при измерении температуры застывания; изменения интенсивности потока излучения вследствие рассеяния света в ближней ИК-области при измерении температуры помутнения и температуры замерзания.

Температура замерзания характеризует наименьшее значение температуры, при которой авиационное топливо может использоваться в двигателях. Измерение производится в соответствии со следующей процедурой: промывка измерительной ячейки свежей пробой и измерение исходной температуры пробы; охлаждение пробы с регулируемой скоростью и фиксация момента помутнения образца топлива, обусловленного образованием кристаллов парафиновых углеводородов; нагрев пробы с регулируемой скоростью. Температура, при которой образец снова становится прозрачным, принимается за результат определения температуры замерзания.

Температура помутнения характеризует наименьшее значение температуры, при которой дизельное топливо может использоваться в двигателях внутреннего сгорания. Измерение производится в соответствии со следующей процедурой: промывка измерительной ячейки свежей пробой и измерение исходной температуры пробы; если исходная температура пробы ниже ожидаемой температуры помутнения, происходит нагревание пробы с регулируемой скоростью до температуры, при которой она становится прозрачной; охлаждение пробы с регулируемой скоростью до температуры появления в пробе кристаллов парафиновых углеводородов. Данная температура принимается за результат определения температуры помутнения.

Температура застывания пробы характеризует наименьшее значение температуры, при которой проба обладает подвижностью (течет, как жидкость). Измерение производится в соответствии со следующей процедурой: промывка измерительной ячейки свежей пробой и измерение исходной температуры пробы; если исходная температура пробы ниже ожидаемой температуры застывания, происходит нагревание пробы с регулируемой скоростью до температуры, при которой она становится прозрачной; охлаждение пробы с регулируемой скоростью до температуры появления в пробе кристаллов парафиновых углеводородов и фиксация температуры помутнения; дальнейшее охлаждение пробы с регулируемой скоростью при котором к ячейке прикладывается импульс давления с интервалом 1 с до тех пор, пока перепад давления в ячейке не достигнет значений, характерных для застывшей пробы.

Температура, при которой достигается необходимый перепад давления, принимается за результат измерений температуры застывания.

Анализаторы представляют собой стационарные приборы с системой микропроцессорного управления и контроля параметров работы. Конструктивно анализаторы состоят из блока измерений и блока контроллера, установленных на общей стойке с опорой и соединенных проводами.

Анализаторы эксплуатируются в термостатируемом анализаторном боксе.

Пломбирование корпуса анализаторов от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Общий вид анализаторов приведен на рисунке 1.

Заводские номера в виде цифрового обозначения арабскими цифрами в формате «XXXXXXXX-XXX» наносятся на табличку, расположенную на корпусе анализатора (шильдик), как показано на рисунке 2, и отображаются на экране анализатора в строке «СЕР. №». Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в паспорт анализатора. Знак утверждения типа наносится на корпус рядом с шильдиком анализатора, как показано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид анализатора Freeze Point (Cryo Cloud/Pour Point) Analyser



Рисунок 2 – Вид шильдика с заводским номером и знаком утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение анализатора предназначено для управления работой анализатора и процессом измерений, а также хранения и обработки полученных данных. ПО входит в комплект поставки анализатора и является его неотъемлемой частью. Данное ПО является встроенным и не может быть выделено как самостоятельный объект. Идентификация программного обеспечения осуществляется по запросу пользователя через сервисное меню путем вывода версии ПО.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик. Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Freeze Point (Cryo Cloud/Pour Point) Analyser
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.21 и выше

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 2, основные технические характеристики в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений температуры застывания, помутнения, замерзания (начала кристаллизации), °C *)	от -60 до 0 от -70 до -20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности анализатора, °C	±3

*) Диапазон измерений конкретного образца анализатора указывается в паспорте.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты *)	1Ex d IIB+H2 T4 Gb X 1Ex d IIB T3 Gb X 1Ex d IIA T3 Gb X 1Ex d IIA T2 Gb X Ex tb IIIC T300°C Db X $-20 \leq t_a \leq +60$ °C
Напряжение электропитания, В	230 ⁺²² ₋₃₃ питания переменного тока частотой 50±1 Гц
Потребляемая мощность, Вт, не более	500
Габаритные размеры анализатора, см, не более	
- длина	680
- ширина	595
- высота	1927
Масса анализатора, кг, не более	465
Условия эксплуатации в термостатируемом анализаторном боксе:	
-диапазон рабочих температур окружающей среды, °C	от +15 до +25
-диапазон относительной влажности, %	не более 95
-диапазон атмосферного давления, кПа	от 84 до 104,7
Срок службы, лет, не менее	10
Время средней наработки до отказа, ч	25 000
*) Маркировка взрывозащиты конкретного образца анализатора определяется конструктивным исполнением и указывается на шильдике.	

Знак утверждения типа

наносится на шильдик на корпусе анализатора методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4. Комплектность анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор	Freeze Point (Cryo Cloud/Pour Point) Analyser	1 шт.
Монтажный комплект	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Анализаторы температуры застывания нефтепродуктов «Freeze Point (Cryo Cloud/Pour point) Analyser. Руководство по эксплуатации», раздел 2 «Введение» и раздел 5 «Программное обеспечение».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам температуры застывания нефтепродуктов «Freeze Point (Cryo Cloud/Pour point) Analyser

Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

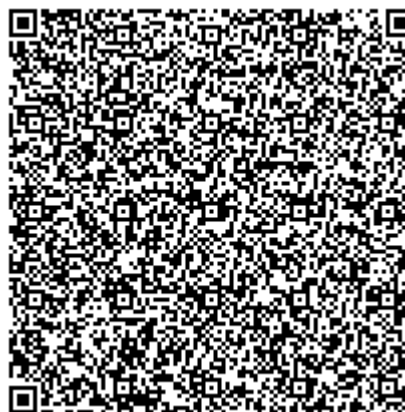
Фирма: «Icon Scientific Limited», Великобритания
Адрес: Unit 6, The Industrial Quarter, Bath Business Park, Peasdown St Jhon, Bath, BA2 8SF
Телефон/факс: +44 (0) 1225667050
Факс: +44 (0) 1225667070
E-mail: info@iconscientific.com
Web-сайт: www.conscientific.com

Испытательный центр

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

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр.19
Телефон: (812) 251-76-01
Факс: (812) 713-01-14
E-mail: info@vniim.ru
Web-сайт: www.vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84138-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ; конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

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

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера БД уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени с шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера» . ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и мощности, обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-3	ТЛП-10 4000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	0,9 1,4	1,1 2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТЛП-10 4000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
3	Г-1	ТЛП-10 4000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
4	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС - Кемь	ТФЗМ-220Б- IIIУ1 600/5; 0,5 Рег. № 3694-73 SB 0,8 600/5; 0,2 Рег. № 55006-13 ГОСТ 7746-2001	НКФ-220-58 220000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ШМ 330 кВ АТ-3 Путкин- ская ГЭС	ТФУМ 330А-У1 2000/1 ; 0,5 Рег. № 4059-74 ТГФ-330 2000/1; 0,5 Рег. № 52262-12 ГОСТ 7746-2001	НАМИ 330000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
6	ШМ 330 кВ АТ-4 Путкин- ская ГЭС	ТФУМ 330А-У1 2000/1 ; 0,5 Рег. № 4059-74 ТОГФ (П) 2000/1; 0,5 Рег. № 61432-15 ГОСТ 7746-2001	НАМИ, 330000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,8	2,9
							Реактивная	4,3	4,5
7	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Криво- порожская ГЭС с отпай- кой на Поду- жемскую ГЭС №1	ТФНД-220-1 600/5; 0,5 Рег. № 3694-73 SB 0,8 600/5; 0,2 Рег. № 55006-13 ГОСТ 7746-2001	НКФ-220-58, 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Криво- порожская ГЭС с отпай- кой на Поду- жемскую ГЭС №2	ТФНД-220-1 600/5; 0,5 Рег. № 3694-73 ТВ-ЭК 600/5; 0,2 Рег. № 39966-10 ГОСТ 7746-2001	НКФ-220-58, 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
9	ВЛ-110 кВ Л-157	ТФЗМ-110Б-1У1 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 2793-88	НКФ-110, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 922-54	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
10	1С-10 кВ СБРУ10	ТЛП-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 , 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	2С-10 кВ СБРУ10	ТЛП-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,7 2,6	1,8 2,9

П р и м е ч а н и я

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

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

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

4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °С	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	15 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IIIУ1	3 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	3 шт.
Трансформатор тока	ТФУМ 330А-У1	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФ-330	3 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ(П)	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	ТФНД-220-1	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	9 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных (контроллер многофункциональный)	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	11 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-9.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-9.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 13-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

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

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

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

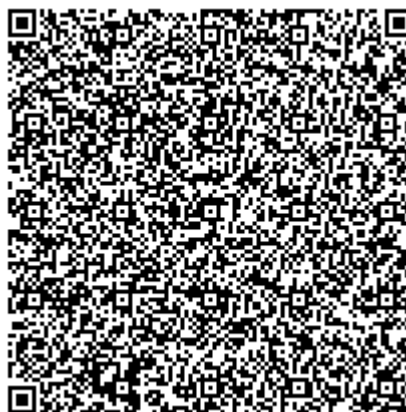
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84139-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Подужемской ГЭС (ГЭС-10) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Подужемской ГЭС (ГЭС-10) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

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

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера БД уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени с шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Подужемской ГЭС (ГЭС-10) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Энергосфера» (далее – ПО).

Программное обеспечение «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-1	ТЛП-10 2000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,1 1,7	1,2 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТЛП-10 2000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,1	1,2
							Реактивная	1,7	2,1
3	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Кривопорож- ская ГЭС с от- пайкой на По- дужемскую ГЭС № 1	ТОГФ (П) 300/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 61432-15	ОТЕФ 220000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
4	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Кривопорож- ская ГЭС с от- пайкой на По- дужемскую ГЭС № 2	ТОГФ (П), 300/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 61432-15	ОТЕФ, 220000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	1С-10 кВ КРУ-10	ТЛП-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-05	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
6	2С-10 кВ КРУ-10	ТЛП-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-05	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
7	КЛ-10 кВ к Т-9	ТЛО-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	КЛ-10 кВ к Т-10	ТЛО-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
9	Насосная ХВС	ТОП, 75/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 47959-16	-	A3R1-4-LQ-0BB-T I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 27429-04			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9
10	Насосная перекачки	ТОП, 75/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 47959-16	-	A3R1-4-LQ-0BB-T I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 27429-04			Активная	0,8	1,0
							Реактивная	1,3	1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
П р и м е ч а н и я 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут. 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд. 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ± 5 с.									

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	От 99 до 101 От 2 до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °С	От 90 до 110 От 2 до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Подужемской ГЭС (ГЭС-10) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ(П)	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4 шт.
Трансформатор напряжения	ОТЕФ	6 шт.

Таблица 4

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных (контроллер многофункциональный)	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A3R1-4-LQ-0BB-T	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	21 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-10.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-10.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Подужемской ГЭС (ГЭС-10) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 14-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Подужемской ГЭС (ГЭС-10) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

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

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

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

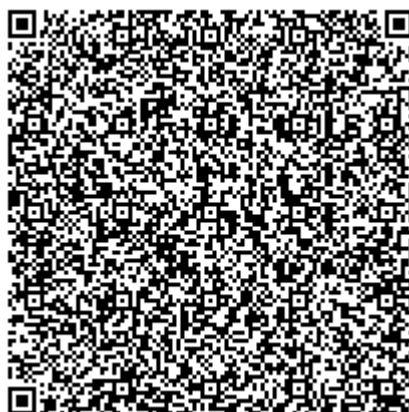
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84140-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кривопорожской ГЭС (ГЭС-14) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кривопорожской ГЭС (ГЭС-14) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение.

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера БД уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Кривопорожской ГЭС (ГЭС-14) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера».

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и мощности, обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Криво- порожская ГЭС с отпай- кой на Поду- жемскую ГЭС № 1 (Л-217)	ТФЗМ-220Б-ШУ1 600/1 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	2,9 4,4	2,9 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ВЛ-220 кВ Кривопорож- ская ГЭС – Белый порог № 1 (Л-219)	ТФЗМ-220Б-ШУ1 600/1 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
3	Т-5	ТПОЛ-10 1000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ-06 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
4	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Криво- порожская ГЭС с отпай- кой на Поду- жемскую ГЭС № 2 (Л-218)	ТФЗМ-220Б-ШУ1 600/1 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3694-73	НКФ-220-58 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ВЛ-220 кВ Кривопорож- ская ГЭС – Белый порог № 2 (Л-220)	ТФЗМ-220Б-ШУ1 600/1 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3694-73	НКФ-220-58 220000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1382-60	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
6	Т-6	ТПОЛ 10 1000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ-06 10000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
7	ВЛ-35 кВ Л-49К	ТОЛ-35 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 912-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ВЛ-35 кВ Л-48К	GIF 300/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 43240-09	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 912-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
9	Г-4	ТШЛ-10У3 4000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3972-73	ЗНОЛ-06 10000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
10	Г-3	ТШЛ-10У3 4000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3972-73	ЗНОЛ-06 10000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Г-2	ТШЛ-10 4000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
12	Г-1	ТШЛ-10 4000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3972-03	ЗНОЛ.06 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 3344-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

П р и м е ч а н и я

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

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

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

4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °С	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиками, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведшей к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кривопорожской ГЭС (ГЭС-14) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-ШУ1	18 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35	3 шт.
Трансформатор тока	GIF	3 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-10	12 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	18 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-14.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-14.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кривопорожской ГЭС (ГЭС-14) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 15-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кривопорожской ГЭС (ГЭС-14) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

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

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

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

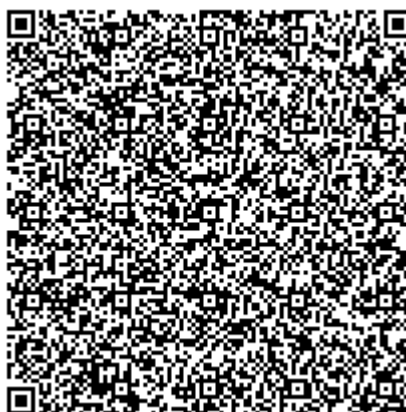
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84141-21

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера БД уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

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

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени с шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Петрозаводской ТЭЦ филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Энергосфера» (далее – ПО).

ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КЛ-0,4 кВ ГСК Пар-2	ТОП-0,66 200/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 15174-06	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	1,5 2,4	1,6 2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	ВЛ-110 кВ Л-172	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
3	ВЛ-110 кВ Л-175	TB 1000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 46101-10	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
4	ВЛ-110 кВ Л-118	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ВЛ-110 кВ Л-174	GSR 1000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
6	ВЛ-110 кВ Л-171	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
7	ОВ-110 кВ	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ВЛ-110 кВ Л-173	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
9	ВЛ-110 кВ Л-176	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
10	ВЛ-110 кВ Л-177	GSR 600/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25477-06	ОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 29686-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	1с-6 кВ	ТЛО-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
12	2с-6 кВ	ТЛО-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
13	Ш-Б-6 кВ	ТЛО-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	III-A-6 кВ	ТЛО-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
15	3с-6 кВ	ТЛО-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
16	4с-6 кВ	ТЛО-10 1500/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 20186-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Г-1	ТШВ15Б 8000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1593-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	ИВМ совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
18	Г-2	ТШЛ20Б-1 8000/5 0,2 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1593-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	Г-3	ТШВ15Б 8000/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1593-70	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
20	КЛ-0,4 кВ ГИБДД	ТОП-0,66 200/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 15174-06	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	1,5	1,6
							Реактивная	2,4	2,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	КЛ-0,4 кВ ГСК Энергетик	ТОП-0,66 30/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 15174-06	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени	Активная Реактивная	1,5 2,4	1,6 2,7

Примечания	
------------	--

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

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

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C	От 99 до 101 От 2(5) до 120 От 49,85 до 50,15 0,87 От плюс 21 до плюс 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °C	От 90 до 110 От 2(5) до 120 От 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 От минус 40 до плюс 40 От плюс 10 до плюс 30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Петрозаводской ТЭЦ филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	9 шт.
Трансформатор тока	GSR	24 шт.
Трансформатор тока	ТВ	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	18 шт.
Трансформатор тока	ТШВ15Б	6 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ20Б-1	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	ОТЕФ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ARIS-2805	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	21 шт.
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт	ЭС-180-12/2021-13.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-180-12/2021-13.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Петрозаводской ТЭЦ филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 6-RA.RU.311468-2021 от 27.05.2021 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Петрозаводской ТЭЦ филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

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

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

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

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

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

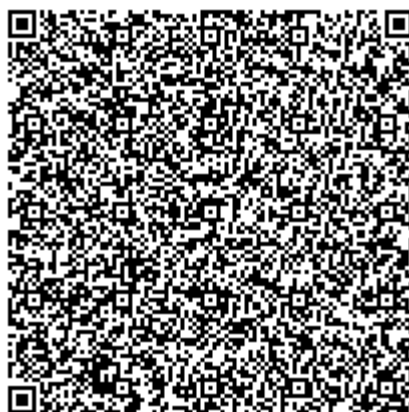
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84142-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на

входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета

электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозёрская ГРЭС №1 (РГ-295)	ТВ-ЭК исп.М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозёрская ГРЭС №2 (РГ-296)	ТВ-ЭК исп.М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ОВ-220 кВ	ТВ-ЭК исп.М3 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	2Т ПС 110 кВ Заудинск	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	7Т ПС 110 кВ Заудинск	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Районная –	ТОГФ	НКФ-110-83У1	Альфа А1800	

	Мапзавод II цепь с отпайками	кл.т 0,2S К _{тг} = 1000/5 рег. № 61432-15	кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
--	---------------------------------	--	---	----------------------------------	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ-161)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
8	ВЛ 110 кВ Районная – Северная с отпайками (РС-180)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик I цепь (РТ- 141)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 80022-20	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Районная – Бурятферммаш с отпайкой на ПС ЗММК (РЗМ-116)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Районная - Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Районная – Улан- Удэнская ТЭЦ-1 I цепь (РТ-104)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Районная – Улан- Удэнская ТЭЦ-1 II цепь (РТ-118)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ 110 кВ Районная – Улан- Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик II цепь (РТ-142)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 80022-20	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Районная – Эрхирик (РЭ-109)	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ОВ-110 кВ	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 61432-15	НКФ-110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ВЛ 35 кВ Районная – Мясокомбинат с отпайкой на ПС Макбур (РМ-342)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 150/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70 НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 187-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССБ-2 рег. № 54074-13
18	ВЛ 35 кВ Районная – БМДК с отпайками (РМБ-341)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 59982-15	НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 187-70 ЗНОМ-35-65 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	ВЛ 35 кВ Районная – Зенит с отпайкой на ПС Моторостроительная (РЗ-3185)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 59982-15	НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 187-70 ЗНОМ-35-65 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	ВЛ 35 кВ Районная – Таёжная (РТ-340)	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 100/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 912-70 НОМ-35-66 кл.т 0,5 Ктн = $(350000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 187-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	ф.1р РП-18 Мелькомбинат	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
22	ф.11р Резерв (Птицефабрика)	ТПЛ-10 У3 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
23	ф.2р РП-19 Юж.лаг.	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ф.3р Жил. Массив	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
25	ф.4р РП-18 Мелькомбинат	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
26	ф.5р РП-18 Мелькомбинат	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
27	ф.7р Птицефабрика	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
28	ф.9р РП-19 Юж. лаг.	ТПЛ-10 УЗ кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (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
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
9, 14 (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
21 – 28 (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
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 – 3 (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
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
9, 14 (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
21 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 3 (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
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
9, 14 (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
21 – 28 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 3 (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
4 – 8, 10 – 13, 15 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
9, 14 (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
21 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 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
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(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 УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп.М3	56255-14	9
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	33
Трансформатор тока	ТФЗМ	80022-20	6
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	12
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	1856-63	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10 У3	1276-59	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-79	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	60353-15	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1	1188-84	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	3
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	187-70	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	20
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	8

Продолжение таблицы 5

Радиосервер точного времени (ИВК)	PCTB-01	40586-12	1
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С030-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

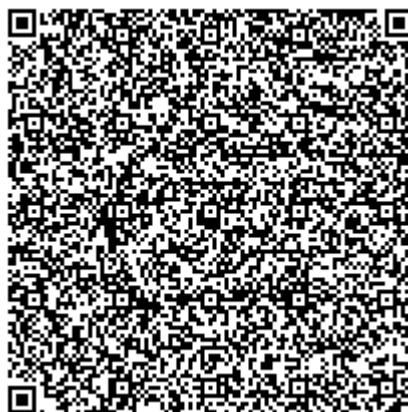
Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, Пролетарский пр-т, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84143-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ

Аттенюаторы АТ-18

Назначение средства измерений

Аттенюаторы АТ-18 (далее - аттенюаторы) предназначены для ослабления электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 0 до 18 ГГц.

Описание средства измерений

Принцип действия аттенюаторов основан на поглощении (рассеивании) энергии проходящего от входа к выходу сигнала в коммутируемых резистивных секциях. Коммутация секций производится электромеханическими реле.

Аттенюаторы позволяют проводить установку вносимого ослабления энергии сигнала заданной величины с установленным шагом регулировки ослабления.

Конструктивно аттенюаторы выполнены в моноблочном исполнении в металлическом корпусе прямоугольной формы, содержащего устройства управления в виде интегрированного дисплея, модуль с резистивными секциями, коаксиальные разъемы входа и выхода типа SMA для подключения в тракт, разъем для подключения кабеля сетевого питания, разъем интерфейса LAN для подключения к ПК и разъем для подключения к шине заземления. На задней панели корпуса аттенюаторов располагается маркировка с обозначением типа изделия и заводского номера изделия.

Общий вид аттенюаторов с указанием мест нанесения знака утверждения типа и знака поверки представлен на рисунке 1.

Маркировка с наименованием и заводским номером аттенюатора находится на задней панели в соответствии с рисунком 2.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.

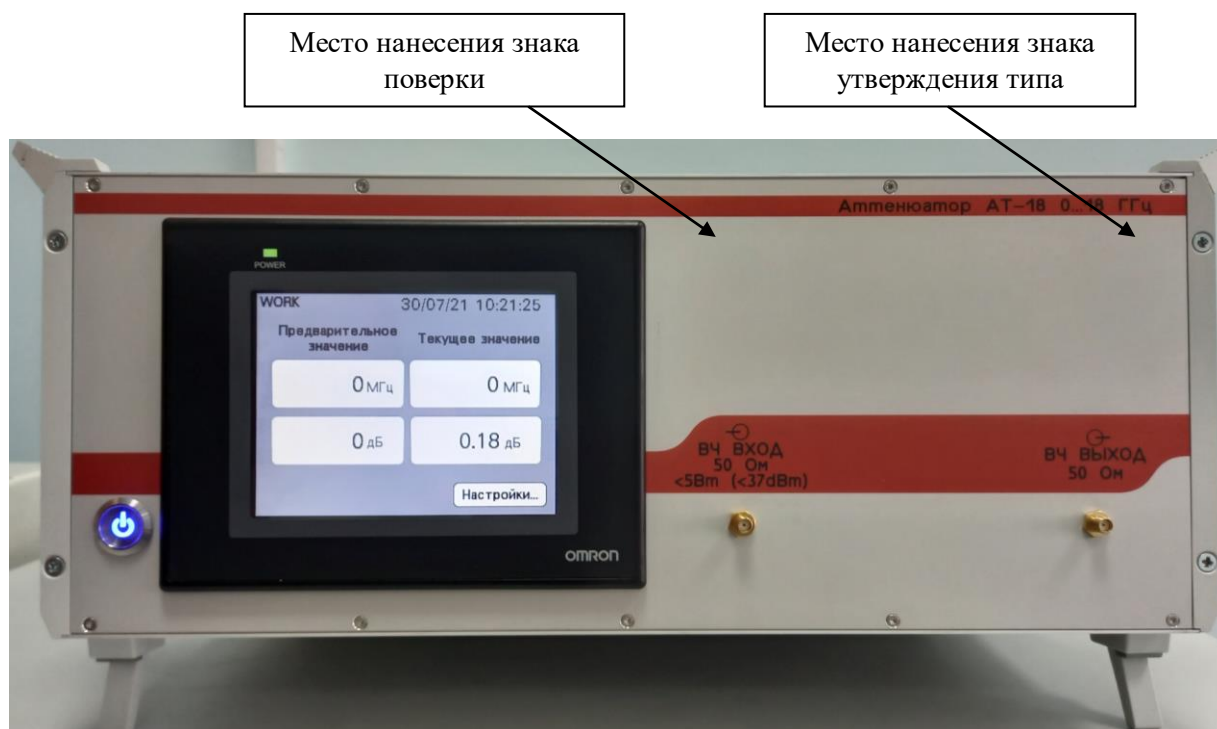


Рисунок 1 – Общий вид аттенюаторов



Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО), установленное в защищенную память микроконтроллера, выполняет управление режимами работы, задания значений ослабления, взаимодействия с внешними устройствами через коммуникационный интерфейс.

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в

соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	attenuator_18_GHz.cxp
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон частот, ГГц	от 0 до 18
Диапазон установки ослабления, дБ	от 0 до 102
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ослабления, дБ	± 1
Коэффициент стоячей волны, не более	2,4
Мощность входного сигнала, Вт (дБм), не более	5 (37)
Потери в тракте при ослаблении 0 дБ в рабочем диапазоне частот, дБ, не более	5,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	120
Габаритные размеры, мм, не более длина ширина высота	220 500 430
Масса, кг, не более	10
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность окружающего воздуха при температуре +25 °С, % атмосферное давление кПа (мм рт.ст.)	от +15 до +35 от 45 до 80 от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским или иным способом и на лицевую панель аттенюатора в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность аттенюаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Аттенюатор	АТ-18	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПАВУ.467716.001РЭ	1 шт.
Паспорт	ПАВУ.467716.001ПС	1 шт.
Методика поверки	ПАВУ.467716.001МП	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» документа ПАВУ.467716.001РЭ «Аттенюатор АТ-18. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к аттенюаторам АТ-18

ГОСТ Р 8.851-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений ослабления электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 0 до 178 ГГц

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

ПАВУ.467716.001ТУ Аттенюатор АТ-18. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-технический центр промышленных технологий и аэронавигационных систем» (АО «НТЦ Промтехаэро»)

ИНН 7709827690

Адрес: 105120, г. Москва, Сыромятнинский проезд, дом 6, корп. 1

Телефон (факс) +7 (495) 647 01 66

E-mail: info@promtehaero.ru

Web-сайт: www.promtehaero.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений»

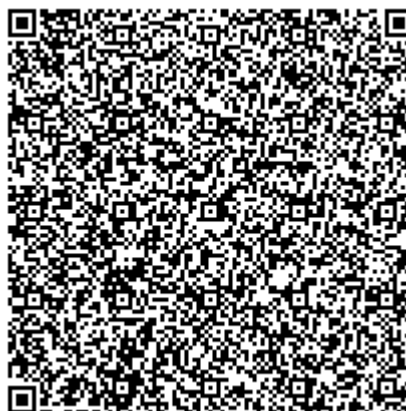
Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, рабочий посёлок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус 11

Телефон (факс): (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84144-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЦОД ЭНЕРГО» (ООО «ДАТА ПРО»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «ЦОД ЭНЕРГО», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.10.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	ПС 632 Фрезер 110 кВ, КРУ- 10кВ, Ф.114	4МС Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 44089-10	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 82739-21	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
2	ПС 632 Фрезер 110 кВ, КРУ- 10кВ, Ф.454	4МС Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 44089-10	4MR12 ZEK Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 82739-21	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±5,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от 0 до плюс 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	4МС7	12
Трансформатор напряжения	4MR12 ZEK	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.007-ЛУ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЦОД ЭНЕРГО», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

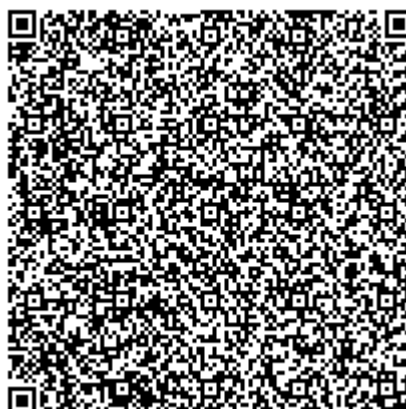
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)
ИНН 7722722657
Юридический адрес: 111020, г.Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11
Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868
Телефон: +7 (495) 772-41-56
Факс: +7 (495) 544-59-88
E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84145-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированного управления технологическим процессом производства полиэтилентерефталата АСУ ТП ПЭТФ

Назначение средства измерений

Система автоматизированного управления технологическим процессом производства полиэтилентерефталата АСУ ТП ПЭТФ (далее – АСУ ТП) предназначена для непрерывных измерений и контроля параметров технологического процесса в реальном масштабе времени; приема и обработки входных сигналов, формирования аналоговых и дискретных сигналов управления и регулирования, осуществления централизованного контроля, дистанционного и автоматического управления техническими средствами технологического оборудования, выполнения функций сигнализации по установленным пределам и противоаварийной защиты, накопления, регистрации и хранения информации о состоянии технологических параметров (расхода, давления, уровня).

Описание средства измерений

Принцип действия АСУ ТП основан на аналогово-цифровом преобразовании (далее – АЦП) аналоговых сигналов (силы постоянного напряжения и сопротивления напряжению постоянному току), поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП), в цифровой код для последующей обработки, отображения и хранения измерительной информации.

Результаты измерений измерительных каналов (далее – ИК) силы постоянного тока и сопротивления напряжению постоянному току отображаются в физических единицах в соответствии с установленными диапазонами.

АСУ ТП выполняет следующие функции:

- измерение и АЦП сигналов от ПИП, с последующим расчетом в соответствующие значения измеряемых величин и отображение измеренных значений;
- передача измеренной информации в управляющий компьютер для отображения и хранения измеренной информации.

АСУ состоит из нижнего, среднего и верхнего уровней:

1) Нижний уровень АСУ ТП, состоящий из ПИП, утвержденного типа и зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, таких как:

- расходомеры вихревые Prowirl (рег. №№ 15202-04, 15202-14);
- расходомеры электромагнитные Promag (рег. №№ 14589-09, 14589-14);
- расходомеры массовые Promass (рег. №№ 15201-07, 15201-11);
- ротаметры Krohne H250, VA40 (рег. № 48159-11)
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR (рег. № 26239-06);
- термопреобразователи сопротивления серий TR, TF (рег. № 47279-11);
- уровнемеры микроимпульсные Levelflex M FMP (рег. № 26355-05);
- уровнемеры микроволновые Micropilot M (рег. № 17672-08);
- комплексы радиоизотопные измерений уровня и плотности Gammapiilot M FMG60 (рег. № 27516-09);

- преобразователи давления измерительные Cerabar T/M/S (PMC, PMP), Deltabar M/S (PMD, FMD) (рег. №№ 16779-04, 16780-04, 16781-04, 41560-09);
- датчики давления D-V.2 модели SPX4222 (рег. №№ 34846-07, 52816-13);
- преобразователи давления Sitrans P серии 7MF (рег. № 66310-16)
- рН-метры CPM 223/253, CPM 153 (рег. № 28379-04);

2) Средний уровень АСУ ТП состоит из измерительных контроллеров, утвержденного типа и зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, таких как:

- контроллеры программируемые Simatic S7-300 (рег. № 15772-06);
- контроллеры программируемые Simatic S7-400 (рег. № 15773-06);
- устройства распределённого ввода-вывода Simatic ET200 (рег. №№ 22734-06, 22734-11);

3) Верхний уровень АСУ ТП состоит из следующих компонентов:

- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора с персональным компьютер (далее – ПК) для настройки и запуска специализированного программного обеспечения;
- источника бесперебойного питания.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с действующими нормативными и правовыми актами по проведению поверки.

К данному описанию типа относится система автоматизированного управления технологическим процессом производства полиэтилентерефталата АСУ ТП ПЭТФ с заводским номером 000002053. Заводской номер АСУ ТП в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен ударным способом на шильдик системы, который представлен на рисунке 3.

Общий вид компонентов АСУ ТП представлен на рисунках 1, 2, 3.

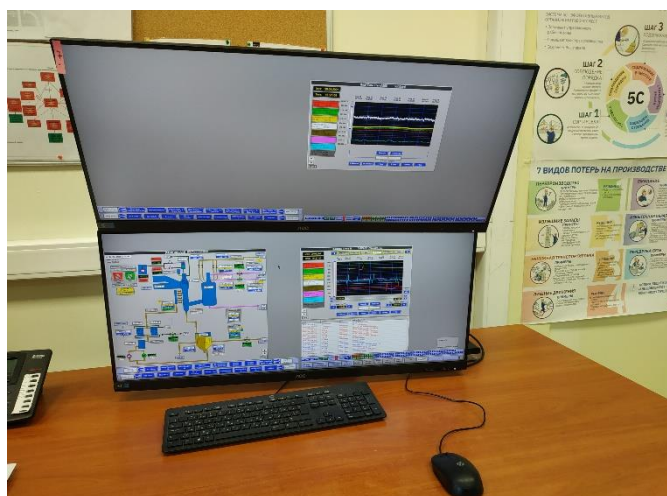


Рисунок 1 – Общий вид верхнего уровня (АРМ инженера-технолога)



Рисунок 2 – Общий вид среднего уровня (контроллеры CPU 417-4 H Primary)



Рисунок 3 – Общий вид средний уровня (шкаф с контроллерами) и место нанесения заводского номера

Защита от несанкционированного доступа к внутренним частям АСУ ТП обеспечивается наличием ключей для шкафов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций АСУ ТП на базе внутреннего встроенного ПО измерительных модулей и внешнего ПО программируемых логических контроллеров Siemens S-300, S-400 Simatic Step 7 и внешнего ПО визуализации и обработки данных SCADA InTouch.

Для преобразования измерительных аналоговых сигналов в цифровой эквивалент и преобразования цифрового сигнала в аналоговую форму используются алгоритмы, реализованные в внутреннем ПО и записанные в постоянной памяти соответствующего модуля. Внутреннее ПО устанавливается в энергонезависимую память модулей ввода/вывода АСУ ТП на заводе-изготовителе во время производственного цикла. Внутреннее ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени эксплуатации.

Внешнее ПО устанавливается на программируемые контроллеры и на ПК. Внешнее ПО предназначено для конфигурирования и обслуживания микропроцессорных контроллеров АСУ ТП, для визуализации и архивации технологического процесса на АРМ верхнего уровня инженеров-технологов, и не влияет на метрологические характеристики модулей ввода/вывода АСУ ТП.

ПО АСУ ТП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля.

Идентификационные данные программного обеспечения внешнего ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	SCADA InTouch
Номер версии (идентификационный номер) ПО	9.6.0

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК АСУ ТП без учета ПИП

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной к верхнему диапазону измерений силы постоянного тока, %	$\pm 0,7$
Диапазон измерений электрического сопротивления постоянному току, Ом	от 0 до 600
Пределы допускаемой приведенной к верхнему диапазону измерений электрического сопротивления постоянному току, %	$\pm 0,15$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК, шт., не более	870
Параметры электрического питания переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	от 198 до 242
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С; - относительная влажность, %; - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 без конденсации от 84,0 до 106,0
Средний срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	175000

Примечание: рабочие условия эксплуатации для ПИП указаны в технической документации на каждый ПИП отдельно

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированного управления технологическим процессом производства полиэтилентерефталата	АСУ ТП ПЭТФ	1 ед.
Руководство по визуализации	InTouch HMI	1 экз.
Руководство по эксплуатации	АСУ ТП ПЭТФ-ЕКОЕРЕТ № Р-0253 РЭ	1 экз.
Паспорт	АСУ ТП ПЭТФ-ЕКОЕРЕТ № Р-0253 ПС	1 экз.
Принципиальные схемы подключений	Uhde-Inventa-Fischer GmbH (UIF), Ekoepet P-0253	1 экз.
Методика поверки	МП-184/05-2020	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в эксплуатационной документации на первичные измерительные преобразователи, входящие в состав АСУ ТП.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированного управления технологическими процессом производства полиэтилентерефталата АСУ ТП ПЭТФ

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «01» октября 2018 г. № 2091 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Экопэт» (АО «Экопэт»)

ИНН 3904087321

Адрес: 236013, Калининградская область, г. Калининград, Балтийское шоссе, д. 123

Телефон: +7 (4012) 634-000

Факс: +7 (4012) 634-001

E-mail: office@ekopet.ru

Испытательный центр

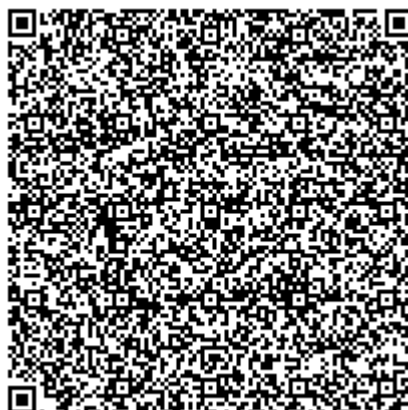
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119530, г. Москва, Очаковское ш., д. 34, пом. VII, комн.6

Телефон: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Регистрационный номер № RA.RU.312126 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84146-21

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix (далее – комплексы) предназначены для измерительных преобразований стандартизованных аналоговых выходных сигналов датчиков в виде напряжения и силы постоянного электрического тока, сопротивления, в том числе сигналов от термопар и термопреобразователей сопротивления, частоты периодических сигналов, регистрации и хранения измеренных значений, приема и обработки дискретных сигналов, формирования управляющих и аварийных аналоговых и дискретных сигналов по различным законам регулирования на основе измерений параметров технологических процессов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на аналого-цифровом преобразовании измеряемой величины и цифро-аналоговым преобразованием, осуществляемом модулями комплексов.

Комплексы строятся на базе контроллеров ControlLogix (серия 1756), CompactLogix (серия 1768, 1769, 5069), модулей ввода/вывода Flex I/O (серия 1794), Point I/O (серия 1734), Redundant I/O (серия 1715), Dynamix (серия 1444).

Комплексы применяются в качестве вторичной части измерительных и управляющих систем, используемых для автоматизации технологических процессов, в системах защиты и блокировок в различных отраслях промышленности. Состав комплекса определяется заказом в соответствии с параметрами технологического объекта. Комплекс представляет собой модульную систему, состоящую из процессорных модулей, модулей связи, модулей ввода/вывода аналоговых и дискретных сигналов. Модули, установленные в шасси, объединяются шиной данных внутри шасси и локальной магистралью данных между шасси. Для организации распределенного сбора данных и управления контроллеры и средства операторского интерфейса могут объединяться сетями Ethernet/IP, ControlNet, DeviceNet, Remote I/O, DH-485, DH+ и т.д. Для сбора данных и управления территориально распределенными технологическими объектами (системы SCADA) могут использоваться модемные коммуникации: телефонные, радио и волоконно-оптические линии.

В состав комплекса, в зависимости от заказа, могут входить: программируемые контроллеры ControlLogix (серия 1756), CompactLogix (серия 1768, 1769, 5069), модули ввода/вывода Flex I/O (серия 1794), Point I/O (серия 1734), Redundant I/O (серия 1715), серия 5015, Dynamix (серия 1444), программное обеспечение для программирования контроллеров Studio 5000 Logix Designer®, RSLogix 5000 (серия 9324), панели оператора PanelView 5000, PanelView Plus, PanelView Component (серии 2711P, 2711C, 5310, 5510), станции оператора

VersaView (серии 6181, 6177R, 6200, 6300), программное обеспечение для супервизорного управления и визуализации FactoryTalk View SE и FactoryTalk View ME (серии 9701).

Контроллер осуществляет измерение параметров объекта, прием аналоговых и дискретных сигналов, их обработку и управление объектом с помощью дискретных и аналоговых сигналов, а также реализует подключения к сетям и модемным коммуникациям.

Станции оператора обеспечивают связь комплекса с оператором, визуальное наблюдение за состоянием измеряемых и контролируемых параметров объектов по мнемосхемам и графикам, вывод данных и отчетов о состоянии объекта и результатов измерений на экран и на печать, выдачу аварийной и экспертной сигнализации, дистанционное управление регулирующей и дискретной аппаратурой, начальное конфигурирование и программирование системы под конкретный объект, внесение текущих изменений в конфигурацию системы.

Панели оператора обеспечивают построение мнемосхем и вывод на экраны дисплеев информации о процессе, ввод запросов и параметров с функциональной клавиатуры, выдачу аварийной и сигнализации.

Дисплеи и пульты оператора обеспечивают вывод алфавитно-цифровой и на табло, ввод с функциональной клавиатуры, индикацию состояния функциональных частей (узлов) комплекса и ввод с клавишных панелей.

Пример структурной схемы комплекса представлен на рисунке 1. Внешний вид программируемых контроллеров ControlLogix (серия 1756), CompactLogix (серия 1768, 1769, 5069), модулей ввода/вывода Flex I/O (серия 1794), Point I/O (серия 1734), Redundant I/O (серия 1715), серия 5015, Dynamix (серия 1444) приведён на рисунках 2 – 8.

Заводской номер комплекса вносится в формуляр. На корпус модулей аналогового ввода/вывода наносится заводской номер, однозначно идентифицирующий каждый экземпляр модуля.

Пломбирование комплексов не предусмотрено. Нанесение знака поверки на комплексы не предусмотрено.

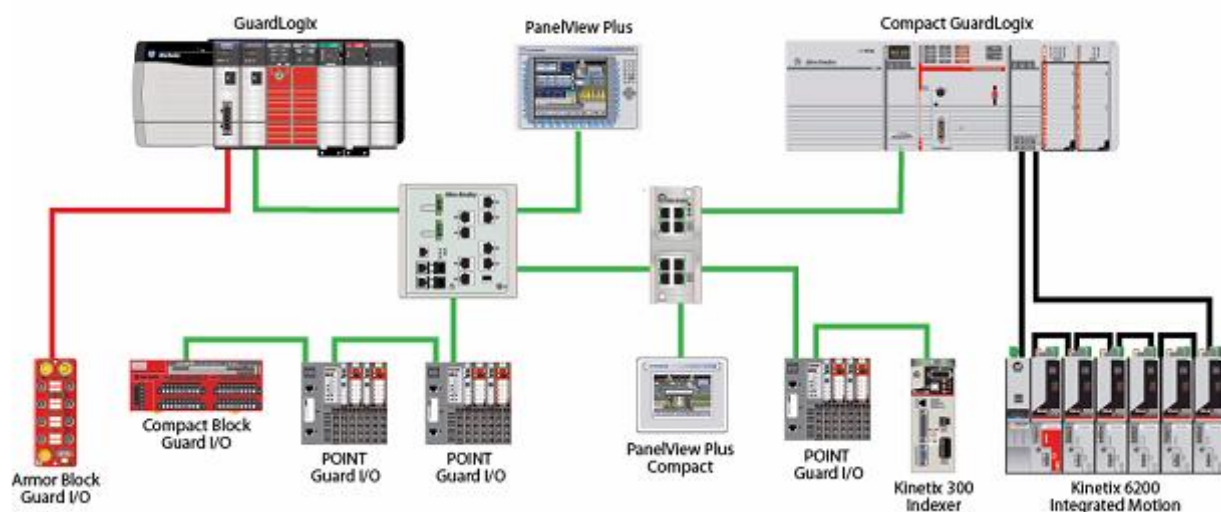


Рисунок 1 – Структурная схема комплекса



Рисунок 2 – Внешний вид контроллера ControlLogix (серия 1756)



Рисунок 3 – Внешний вид контроллера CompactLogix (серия 1769)



Рисунок 4 – Внешний вид модулей ввода/вывода CompactLogix (серия 5069)



Рисунок 5 – Внешний вид модулей ввода/вывода Flex I/O (серия 1794)



Рисунок 6 – Внешний вид модулей ввода/вывода Point I/O (серия 1734)



Рисунок 7 – Внешний вид модулей ввода/вывода Redundant I/O (серия 1715)

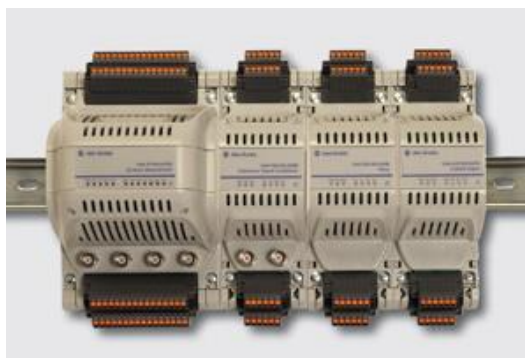


Рисунок 8 – Внешний вид модулей ввода/вывода Dynamix (серия 1444)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) комплекса можно разделить на 2 группы – встроенное программное обеспечение (ВПО) и ПО устанавливаемое на персональный компьютер.

ВПО, влияющее на метрологические характеристики, устанавливается в энергонезависимую память измерительных модулей контроллеров в производственном цикле на заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации изменению не подлежит (уровень защиты «высокий» - по Р 50.2.077-2014).

Метрологические характеристики измерительных модулей, центральных процессоров с каналами ввода-вывода, микропроцессорных модулей регулирования, указанные в таблицах 3 – 5, нормированы с учетом ВПО.

Программные средства верхнего уровня (SCADA) содержат:

- серверную часть для сбора и передачи информации с контроллеров;
- клиентскую часть, устанавливаемую на АРМ, обеспечивающую визуализацию параметров;
- инженерную станцию для изменения технологического программного обеспечения, на которой находится ПО конфигурирования комплекса Studio 5000 Logix Designer®, RSLogix 5000 (серия 9324) и ПО верхнего уровня FactoryTalk View Studio.

Внешнее программное обеспечение, не влияющее на метрологические характеристики, содержит широкий спектр инструментальных средств для работы с программируемыми контроллерами. К нему относится следующее ПО: Studio 5000 Logix Designer®, RSLogix 5000 (серии 9324, LRD***), FactoryTalk View SE, ME (серия 9701), FactoryTalk AssetCentre (серия 9515). Оно позволяет выполнять:

- конфигурирование и настройку параметров модулей, центральных процессоров (выбор количества используемых измерительных каналов, диапазон измерения или воспроизведения сигналов, тип подключаемого измерительного преобразователя (датчика) и др.);

- конфигурирование систем промышленной связи на основе стандарта Ethernet;
- программирование логических задач контроллеров на языках LD (Ladder Diagram) и FBD (Function Block Diagram);
- тестирование проектов, выполнение пуско-наладочных работ и обслуживание готовой системы;
- установку парольной защиты от несанкционированного доступа.

Внешнее ПО не даёт доступ к внутренним программным микрокодам измерительных модулей и не позволяет вносить изменения в ВПО.

Для защиты накопленной и текущей информации, конфигурационных параметров комплекса от несанкционированного доступа в системе предусмотрены меры технического и организационного характера: многоступенчатый механический (запираемые шкафы с ключами, доступ к которым имеют только сотрудники, прошедшие обучение обслуживанию и сопровождению системы и имеющие соответствующие сертификаты) и программный контроль доступа (шифрование данных и доступ по паролю с регистрацией успеха и отказа в доступе). По завершении настройки ПО на объекте создается конфигурация, соответствующая данному объекту, идентичность которой контролируется при проведении регламентных работ путем проверки контрольной суммы ПО по специальному алгоритму. Цифровой идентификатор (контрольная сумма) проверяется при установке ПО для каждого объекта.

Для защиты накопленной и текущей информации, конфигурационных параметров от несанкционированного доступа к Комплексу, предусмотрен физический контроль доступа (запираемые шкафы, пломбирование) и программный контроль доступа. Идентификационные данные ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения				
Идентификационное наименование ПО	ПО модулей Redundant I/O (серия 1715)	ПО модулей Point I/O (серия 1734)	ПО модулей ControlLogix (серия 1756)	ПО модулей CompactLogix (серия 1769, 5069)	ПО модулей Flex I/O (серия 1794)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.x	Не ниже 1.x	Не ниже 1.x	Не ниже 1.x	Не ниже 1.x
Цифровой идентификатор ПО	Не используется				

* где «х» - цифра от 0 до 99

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения		
Идентификационное наименование ПО	ПО модуля 1444-DYN04-01RA	ПО модуля 1444-AOFX00-04RB	ПО модуля 1444-TSCX02-02RB
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.x	Не ниже 1.x	Не ниже 1.x
Цифровой идентификатор ПО	Не используется		

* где «х» - цифра от 0 до 99

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики комплекса приведены в таблицах 3 - 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Тип модуля	Количество каналов	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой основной погрешности γ – приведённая, % от диап. измерений; Δ – абс.; δ – относит., %	Пределы допускаемой доп. погрешности от изменения темп.окр.среды γ – приведённая, % от диап. измерений; Δ - абсолютная	Пределы допускаемой погрешности в рабочих условиях применения γ – приведённая, % от диап.измерений; Δ - абсолютная
		на входе	на выходе			
1	2	3	4	5	6	7
Серия 1715						
1715-IF16	16	от 0,1 до 20 мА	12 бит в диапазоне от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,27$ % от верхней границы диап. изм.	$\gamma = \pm 0,012$ % от верхней границы диап. изм. /°C	-
1715-OF8I	8	12 бит в диапазоне от 4 до 20 мА	от 0,1 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,4$ % от верхней границы диап. изм.	$\gamma = \pm 0,011$ % от верхней границы диап. изм. /°C	-
Серия 1734						
1734-IE2C	2	от 0 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1$ %	$\gamma = \pm 0,003$ %/°C	-
1734-IE4C	4	от 0 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1$ %	$\gamma = \pm 0,003$ %/°C	-
1734-IE4S	4	от 0 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,6$ %	$\gamma = \pm 0,03$ %/°C	-
		± 5 В, от 0 до 5 В, ± 10 В, от 0 до 10 В		$\gamma = \pm 0,5$ %	$\gamma = \pm 0,02$ %/°C	-
1734-IE8C	8	от 0 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1$ %	$\gamma = \pm 0,003$ %/°C	-
1734-IE2V	2	от 0 до 10 В, ± 10 В	15 бит	$\gamma = \pm 0,1$ %	$\gamma = \pm 0,0005$ %/°C	-
1734sc-IE2CH	2	от 0 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1$ %	$\gamma = \pm 0,003$ %/°C	-
1734sc-IE4CH	4	от 0 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1$ %	$\gamma = \pm 0,003$ %/°C	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
1734-OE2C	2	13 бит	от 0 до 21 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1734-OE4C	4	16 бит	от 0 до 21 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,005 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1734sc-OE2CIIH	4	16 бит	от 0 до 21 мА	$\gamma = \pm 0,15 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$
1734-OE2V	2	14 бит	от 0 до 10 В, ± 10 В	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,0005 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1734-IR2	2	от 0 до 600 Ом; Pt100 (0,00385) (от -200 до +850) $^{\circ}\text{C}$ Pt200 (0,00385) (от -200 до +630) $^{\circ}\text{C}^*$	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
	* здесь и ниже уровень входного сигнала в Ом в соответствии с ГОСТ 6651-2009					
1734-IR2E	2	от 0 до 220 Ом; Pt100 (0,00385) (от -50 до +320) $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1734-IT2I	2	Сигналы (мВ) от термопар*: В: от 30 до 1820 $^{\circ}\text{C}$; Е: от -270 до +1000 $^{\circ}\text{C}$; J: от -210 до +1200 $^{\circ}\text{C}$; K: от -270 до +1372 $^{\circ}\text{C}$; N: от -270 до +1300 $^{\circ}\text{C}$; R: от -50 до +1768 $^{\circ}\text{C}$; S: от -50 до +1768 $^{\circ}\text{C}$; T: от -270 до +400 $^{\circ}\text{C}$	15 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
	* здесь и ниже уровень входного сигнала в «мВ» в соответствии с ГОСТ Р 8.585-2001					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Серия 1756						
1756-IF8	8	±10,25 В; от 0 до 10,25 В; от 0 до 5,125 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,36 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,2 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,12 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-
		от 0 до 20,5 мА		$\gamma = \pm 0,15 \%$	$\Delta = \pm 0,77 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-
1756-IF8H	8	±10 В; от 0 до 5 В; от 1 до 5 В; от 0 до 10 В	от 16 до 21 бит (в зависимос- ти от установок фильтра)	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,29 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,14 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,13 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,19 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-
		от 4 до 20 мА, от 0 до 20 мА		$\gamma = \pm 0,15 \%$	$\Delta = \pm 0,68 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,76 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-
1756-IF16	16	±10,25 В; от 0 до 10,25 В; от 0 до 5,125 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,35 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,2 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 0,12 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-
		от 0 до 20,5 мА		$\gamma = \pm 0,15 \%$	$\Delta = \pm 0,59 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-
1756-IF4FXOF2F	4 вх	±10,5 В от 0 до 10,5 В; от 0 до 5,25 В от 0 до 21 мА	14 бит 13 бит 12 бит 12 бит	$\gamma = \pm 0,0025 \%/^\circ\text{C}$ $\gamma = \pm 0,0035 \%/^\circ\text{C}$		-
		14 бит	±10,4 В	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,57 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-
	2 вых	13 бит	от 0 до 21 мА		$\Delta = \pm 1,051 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-
1756-OF4	4	15 бит	±10,5 В	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,57 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-
			от 0 до 21 мА		$\Delta = \pm 1,15 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-
1756-OF8	8	15 бит	±10,4 В	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,57 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-
			от 0 до 21 мА		$\Delta = \pm 1,15 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	
1756-OF8H	8	15 бит	±10,4 В	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 0,516 \text{ мВ/}^\circ\text{C}$	-	
			от 4 до 20 мА, от 0 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$\Delta = \pm 0,76 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-	
					$\Delta = \pm 0,9 \text{ мкА/}^\circ\text{C}$	-	
1756-PLS	1	от 0 до 4095 имп. (частота следования импульсов 5 кГц, амплитуда 2 В)	12 бит (результат измерений отображает- ся в диапазоне ±360°)	-	-	$\gamma = \pm 0,098 \%$	
Серия 1769							
1769- L24ER- QBFC1B 1769- L27ERM- QBFC1B	4	±50 мВ, ±100 мВ, от 0 до 5 В, от 1 до 5 В, от 0 до 10 В, ±10 В	15 бит + знаковый разряд (биполярн.) 16 бит (униполярн.)	$\Delta = \pm 15 \text{ мкВ}$ $\Delta = \pm 20 \text{ мкВ}$ $\Delta = \pm 2,5 \text{ мВ}$ $\Delta = \pm 2,0 \text{ мВ}$ $\Delta = \pm 5,0 \text{ мВ}$ $\Delta = \pm 10 \text{ мВ}$	-	$\Delta = \pm 25 \text{ мкВ}$ $\Delta = \pm 30 \text{ мкВ}$ $\Delta = \pm 5 \text{ мВ}$ $\Delta = \pm 4 \text{ мВ}$ $\Delta = \pm 10 \text{ мВ}$ $\Delta = \pm 20 \text{ мВ}$	
		от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА		$\Delta = \pm 20 \text{ мкА}$ $\Delta = \pm 16 \text{ мкА}$	-	$\Delta = \pm 50 \text{ мкА}$ $\Delta = \pm 40 \text{ мкА}$	
		Сигналы (мВ) от термопар: В: от 300 до 1820 °C; от 250 до 300 °C	15 бит + знаковый разряд (би- полярн.) 16 бит (уни- полярн.)			-	
		Е: от -200 до +1000 °C		$\Delta = \pm 3,0 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 6,0 \text{ }^\circ\text{C}$			$\Delta = \pm 4,5 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 9,0 \text{ }^\circ\text{C}$
		Ж: от -210 до +1200 °C		$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$	-		$\Delta = \pm 0,8 \text{ }^\circ\text{C}$
		К: от 1370 до 1372 °C; от -200 до +1370 °C		$\Delta = \pm 0,6 \text{ }^\circ\text{C}$	-		$\Delta = \pm 0,9 \text{ }^\circ\text{C}$
		Н: от -110 до +1300 °C; от -200 до -110 °C		$\Delta = \pm 1,2 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$	-		$\Delta = \pm 1,8 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$
		Р, S: от 0 до 1768 °C; от -50 до 0 °C		$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$	-		$\Delta = \pm 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$
		Т: от -170 до +400 °C; от -200 до -170 °C		$\Delta = \pm 1,7 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 4,0 \text{ }^\circ\text{C}$	-		$\Delta = \pm 3,5 \text{ }^\circ\text{C}$ $\Delta = \pm 4,0 \text{ }^\circ\text{C}$
	Пределы погрешности канала компенсации температуры холодного спая от 0 до 60 °C			$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$	-	-	$\Delta = \pm 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$
				-	-	-	$\Delta = \pm 1,3 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
1769-L24ER-QBFC1B 1769-L27ERM-QBFC1B	2	Сигналы (Ом) от термо-преобразователей сопротивления: Pt (100, 200, 500, 1000) a=0,00385 (от -200 до +850 °C); Cu10, a=0,00426 (от - 70 до +150 °C)	15 бит + знаковый разряд (биполярен.) 16 бит (униполярен.)	$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-	$\Delta = \pm 0,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		от 0 до 150 Ом	15 бит + знаковый разряд (биполярен.) 16 бит (униполярен.)	$\Delta = \pm 0,15 \text{ Ом}$	-	$\Delta = \pm 0,25 \text{ Ом}$
		от 0 до 500 Ом		$\Delta = \pm 0,5 \text{ Ом}$		$\Delta = \pm 0,8 \text{ Ом}$
		от 0 до 1000 Ом		$\Delta = \pm 1,0 \text{ Ом}$		$\Delta = \pm 1,5 \text{ Ом}$
		от 0 до 3000 Ом		$\Delta = \pm 1,5 \text{ Ом}$		$\Delta = \pm 2,5 \text{ Ом}$
	2 вых	15 бит + знаковый разряд (биполярен.) 16 бит (униполярен.)	от 0 до 5 В от 1 до 5 В от 0 до 10 В $\pm 10 \text{ В}$	$\gamma = \pm 0,5 \text{ } \%$	$\gamma = \pm 0,0086 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	-
			от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,5 \text{ } \%$	$\gamma = \pm 0,0086 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	-
1769-IF4	4	$\pm 10,5 \text{ В};$ от -0,5 до +10,5 В; от -0,5 до +5,25 В; от 0,5 до +5,25 В	14 бит	$\gamma = \pm 0,2 \text{ } \%$	$\gamma = \pm 0,003 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	-
		от 0 до 21 мА; от 3,2 до 21 мА		$\gamma = \pm 0,35 \text{ } \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	-
1769-IF4I	4	$\pm 10,5 \text{ В};$ от 0 до 10,5 В; от 0 до 5,25 В; от 0,5 до 5,25 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,2 \text{ } \%$	$\gamma = \pm 0,003 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	-
		от 0 до 21 мА; от 3,2 до 21 мА		$\gamma = \pm 0,35 \text{ } \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
1769-IF8	8	±10,5 В; от 0 до 10,5 В; от 0 до 5,25 В; от 0,5 до 5,25 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,2 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
		от 0 до 21 мА; от 3,2 до 21 мА		$\gamma = \pm 0,35 \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1769-IF16V	16	±10,5 В; от -0,5 до +10,5 В; от -0,5 до +5,25 В; от 0,5 до +5,25 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,35 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1769-IF16C	16	от 0 до 21 мА от 3,2 до 21 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1769sc-IF4IH	4	16 бит	±10,5 В 0 - 10 В 0 - 5 В 1 - 5 В	$\gamma = \pm 0,2 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
			0 - 20 мА 4 - 20 мА	$\gamma = \pm 0,35 \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1769-IF4XOF2	4 вх	от 0 до 10,5 В	8 бит	$\gamma = \pm 0,7 \%$	$\gamma = \pm 0,006 \%/^{\circ}\text{C}$	-
		от 0 до 21 мА		$\gamma = \pm 0,6 \%$		-
	2 вых	8 бит	от 0 до 10 В	$\gamma = \pm 0,5 \%$	$\gamma = \pm 0,01 \%/^{\circ}\text{C}$	-
			от 0 до 20 мА			-
1769-IF4FXOF2F	4 вх	±10,5 В; от -0,5 до +10,5 В; от -0,5 до +5,25 В; от 0,5 до +5,25 В	14 бит	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$\gamma = \pm 0,003 \%/^{\circ}\text{C}$	-
		от 0 до 21 мА от 3,2 до 21 мА		$\gamma = \pm 0,2 \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \%/^{\circ}\text{C}$	-
	2 вых	13 бит	±10,5 В; от -0,5 до +10,5 В; от -0,5 до +5,25 В; от 0,5 до +5,25 В	$\gamma = \pm 0,2 \%$	$\gamma = \pm 0,0086 \%/^{\circ}\text{C}$	-
			от 0 до 21 мА от 3,2 до 21 мА		$\gamma = \pm 0,0058 \%/^{\circ}\text{C}$	-

Продолжение таблицы 3

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

1769-OF2	2	14 бит	±10,5 В; от -0,5 до +10,5 В; от -0,5 до +5,25 В; от 0,5 до +5,25 В	$\gamma =$ ±0,5 %	$\gamma =$ ±0,0086 %/°C	-
1769-OF4	4		от 0 до 21 мА; от 3,2 до 21мА	$\gamma =$ ±0,35 %	$\gamma =$ ±0,0058 %/°C	-
1769-OF4CI	4	16 бит	от 0 до 21 мА; от 3,2 до 21мА	$\gamma =$ ±0,35 %	$\gamma =$ ±0,0058 %/°C	-
1769-OF8C	8	16 бит	от 0 до 21 мА; от 3,2 до 21мА	$\gamma =$ ±0,35 %	$\gamma =$ ±0,0058 %/°C	-
1769-OF4VI	4	15 бит	±10,5 В -0,5 - 10,5 В -0,5 - 5,25 В 0,5 - 5,25 В	$\gamma =$ ±0,5 %	$\gamma =$ ±0,0086 %/°C	-
1769-OF8V	8	16 бит	±10,5 В; от -0,5 до +10,5 В; от -0,5 до +5,25 В; от 0,5 до +5,25 В	$\gamma =$ ±0,5 %	$\gamma =$ ±0,0086 %/°C	-
1769sc-OF4IH	4	15 бит	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	$\gamma =$ ±0,15 %	-	$\gamma = \pm 0,55 \%$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
1769-IT6	6	Сигналы (мВ) от термопар: В: от 300 до 1820 °С	14 бит	$\Delta = \pm 3,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,100 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		Е: от -210 до +1000 °С; от -270 до -210 °С		$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 4,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,020 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 0,27 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		J: от -210 до +1200 °С		$\Delta = \pm 0,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,022 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		К: от -230 до +1370 °С от -270 до -225 °С		$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 7,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,50^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 0,038^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		N: от -200 до +1300 °С; от -210 до -200 °С		$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 1,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,037 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 0,043 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		R: от 0 до 1768 °С		$\Delta = \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,061 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		S: от 0 до 1768 °С		$\Delta = \pm 1,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,060 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	
		T: от -230 до +400 °С; от -270 до - 230 °С		$\Delta = \pm 1,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 5,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,035 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ $\Delta = \pm 0,35 \text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$	-
		$\pm 50 \text{ мВ}$		$\Delta = \pm 15 \text{ мкВ}$	$\Delta = \pm 0,44 \text{ мкВ}/^{\circ}\text{C}$	-
		$\pm 100 \text{ мВ}$		$\Delta = \pm 20 \text{ мкВ}$	$\Delta = \pm 0,69 \text{ мкВ}/^{\circ}\text{C}$	-
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала компенсации температуры холодного спая	-	-	$\Delta = \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
1769-IR6	6	Сигналы (Ом) от термо- преобразователей сопротивления: Pt (100, 200, 500, 1000) a=0,00385 (от -200 до +850 °С)	14 бит	$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-	$\Delta = \pm 0,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		Cu10 a=0,00426 (от -100 до +200 °С)		$\Delta = \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-	$\Delta = \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
		от 0 до 150 Ом		$\Delta = \pm 0,15 \text{ Ом}$	-	$\Delta = \pm 0,25 \text{ Ом}$
		от 0 до 500 Ом		$\Delta = \pm 0,5 \text{ Ом}$	-	$\Delta = \pm 0,8 \text{ Ом}$
		от 0 до 1000 Ом		$\Delta = \pm 1,0 \text{ Ом}$	-	$\Delta = \pm 1,5 \text{ Ом}$
		от 0 до 3000 Ом		$\Delta = \pm 1,5 \text{ Ом}$	-	$\Delta = \pm 2,5 \text{ Ом}$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Серия 1794						
1794-IE8	8	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	12 бит	$\gamma = \pm 0,2 \%$	$\gamma = \pm 0,0041 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IE8XT		$\pm 10 \text{ В}$ от 0 до 10 В			$\gamma = \pm 0,0043 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IE8H	8	от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,05 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IF8IH	8	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,4 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IF8IHNFXT	8	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,55 \%$
1794-IE12	12	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,004 \%/^{\circ}\text{C}$	-
		$\pm 10 \text{ В}$				-
1794-IF4I	4	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА $\pm 20 \text{ мА}$	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,0038 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IF4IXT		$\pm 10 \text{ В}$ 0 – 10 В 0 – 5 В $\pm 5 \text{ В}$			$\gamma = \pm 0,0028 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IE4XOE2 1794-IE4XOE2XT	4 вх	от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	12 бит	$\gamma = \pm 0,2 \%$	$\gamma = \pm 0,0041 \%/^{\circ}\text{C}$	-
		$\pm 10 \text{ В}$ от 0 до 10 В			$\gamma = \pm 0,0043 \%/^{\circ}\text{C}$	-
	2 вых	12 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,425 \%$	$\gamma = \pm 0,0069 \%/^{\circ}\text{C}$	-
			$\pm 10 \text{ В}$ от 0 до 10 В	$\gamma = \pm 0,133 \%$	$\gamma = \pm 0,0045 \%/^{\circ}\text{C}$	-
1794-IE8XOE4	8 вх	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,004 \%/^{\circ}\text{C}$	-
		$\pm 10 \text{ В}$				-
	4 вых	16 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,004 \%/^{\circ}\text{C}$	-
			$\pm 10 \text{ В}$			-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
1794-IF2XOF2I 1794-IF2XOF2IXT	2 вх	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА; ±20мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,0038 \text{ }^\circ\text{C}$	-
		±10 В; от 0 до 10В; от 0 до 5 В; ±5 В			$\gamma =$ $\pm 0,0028 \text{ }^\circ\text{C}$	-
	2 вых	15 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,0038 \text{ }^\circ\text{C}$	-
			±10 В; ±5 В от 0 до 10 В; от 0 до 5В		$\gamma =$ $\pm 0,0028 \text{ }^\circ\text{C}$	-
1794-OE4 1794-OE4XT	4	12 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma =$ $\pm 0,425 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,0069 \text{ }^\circ\text{C}$	-
			±10 В 0 – 10 В	$\gamma =$ $\pm 0,133 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,0045 \text{ }^\circ\text{C}$	-
1794-OE8H	8	13 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,01 \text{ }^\circ\text{C}$	-
1794-OF8IH	8	16 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,008 \text{ }^\circ\text{C}$	-
1794-OE12	12	16 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,004 \text{ }^\circ\text{C}$	-
			±10 В			-
1794-OF4I 1794-OF4IXT	4	15 бит	от 0 до 20 мА; от 4 до 20 мА	$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma =$ $\pm 0,0025 \text{ }^\circ\text{C}$	-
			±10 В; от 0 до 10 В; от 0 до 5 В; ±5 В		$\gamma =$ $\pm 0,0012 \text{ }^\circ\text{C}$	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
1794-IR8 1794-IR8XT	8	от 1 до 433 Ом	16 бит	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$\Delta = \pm 10 \text{ мОм/}^{\circ}\text{C}$	-
		Сигналы (Ом) от термо-преобразователей сопротивления: Pt 100 $a=0,00385$ (от -200 до +850 $^{\circ}\text{C}$);			$\Delta = \pm 8,9 \text{ мОм/}^{\circ}\text{C}$	
		Pt 200 $a=0,00385$ (от -200 до +630 $^{\circ}\text{C}$)			$\Delta = \pm 13,69 \text{ мОм/}^{\circ}\text{C}$	
		Pt 500 $a=0,00385$ (от -200 до +630 $^{\circ}\text{C}$)			$\Delta = \pm 32 \text{ мОм/}^{\circ}\text{C}$	
1794-IT8	8	Сигналы (мВ) от термопар: В: от 300 до 1800 $^{\circ}\text{C}$; Е: от -270 до +1000 $^{\circ}\text{C}$; J: от -210 до +1200 $^{\circ}\text{C}$; К: от -270 до +1372 $^{\circ}\text{C}$; N: от -270 до +1300 $^{\circ}\text{C}$; R: от -50 до +1768 $^{\circ}\text{C}$; S: от -50 до +1768 $^{\circ}\text{C}$; T: от -270 до +400 $^{\circ}\text{C}$; L: от -200 до +800 $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\Delta = \pm 3,70 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,71 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	-
				$\Delta = \pm 0,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,104 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 0,68 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,13 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 1,00 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,186 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 1,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,223 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 3,16 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,601 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 3,70 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,651 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 0,67 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,174 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
				$\Delta = \pm 0,67 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\Delta = \pm 0,174 \text{ }^{\circ}\text{C/}^{\circ}\text{C}$	
		$\pm 76,5 \text{ мВ}$		$\Delta = \pm 39 \text{ мкВ}$	$\Delta = \pm 7,812 \text{ мкВ/}^{\circ}\text{C}$	
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала компенсации температуры холодного спая		$\Delta = \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	
1794-IRT8 1794-IRT8XT	8	Сигналы (мВ) от термопар: В: от 300 до 1800 °С; Е: от -270 до +1000 °С; J: от -210 до +1200 °С; К: от -270 до +1372 °С; L: от -200 до +800 °С; N: от -270 до +1300 °С; R: от -50 до +1768 °С; S: от -50 до +1768 °С; T: от -270 до +400 °С	14 бит	Погрешность рассчитывается для режима «мВ», после чего пересчитывается в погрешность в «°С» в соответствии с градуировочной характеристикой конкретной термопары		-	
		от -40 до +100 мВ		$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,005 \%/^{\circ}\text{C}$	-	
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала компенсации температуры холодного спая			$\Delta = \pm 0,5^{\circ}\text{C}$		
		Сигналы (Ом) от термо- преобразователей сопротивления: Pt100 a=0,00385 (от -200 до +850 °С) Pt 200 a=0,00385 (от -200 до +400 °С)	14 бит	Погрешность рассчитывается для режима «Ом», после чего пересчитывается в погрешность в «°С» в соответствии с градуировочной характеристикой конкретного типа термопреобразователя сопротивления		-	
		от 0 до 500 Ом		$\gamma = \pm 0,1 \%$	$\gamma = \pm 0,005 \%/^{\circ}\text{C}$	-	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Серия 5069						
5069-IF8	8	± 10 В от 0 до 10 В от 0 до 5 В	15 бит + один знак при диффе- ренциаль- ном подклю- чении; 16 бит при подклю- чении с общей точкой	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$
		от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,4 \%$
5069-IY4	4	± 10 В от 0 до 10 В от 0 до 5 В	15 бит + один знак при диффе- ренциаль- ном подклю- чении; 16 бит при подклю- чении с общей точкой	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$
		от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,4 \%$
		от 1 до 500 Ом от 2 до 1000 Ом от 4 до 2000 Ом от 8 до 4000 Ом Сигналы (Ом) от термо- преобразователей сопротивления: Pt (100, 200, 500, 1000) $a=0,00385$	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
5069-IY4	4	± 100 мВ; Сигналы от термопар: В: от 21 до 1820 °С; Е: от -270 до +1000 °С; J: от -210 до +1200 °С; К: от -270 до +1372 °С; N: от -270 до +1300 °С; R: от -50 до +1768 °С S: от -50 до +1768 °С T: от -270 до +400 °С; L: от -200 до +800 °С	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$
		Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала компенсации температуры холодного спая				$\Delta = \pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$
5069-OF4 5069-OF8	4	± 10 В от 0 до 10 В от 0 до 5 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$
		от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА			-	$\gamma = \pm 0,5 \%$
	8	± 10 В от 0 до 10 В от 0 до 5 В	16 бит	$\gamma = \pm 0,1 \%$	-	$\gamma = \pm 0,3 \%$
		от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА			-	$\gamma = \pm 0,5 \%$

Примечания

1 В таблице 3 в графе «Пределы допускаемой основной погрешности» и в графе «Пределы допускаемой погрешности в рабочем диапазоне температур» указаны пределы допускаемой приведённой погрешности в процентах от верхнего предела диапазона измерений.

2 Для каналов измерений сигналов от термопар значения основной и дополнительной погрешностей указаны без учёта погрешности канала компенсации температуры холодного спая со встроенным термочувствительным элементом (кроме серии 1734).

3 Для всех типов модулей из таблицы 3 в обозначение каталожных номеров (графа 1) может быть добавлена буква «К», означающая дополнительное защитное покрытие.

4 Дискретные модули, источники питания, процессорные модули не являются измерительными компонентами и не требуют утверждения типа.

5 Для модулей 1769-L24ER-QBFC1B, 1769-L27ERM-QBFC1B и 1769-IR6 для градуировки Cu10 426 номинальные статистическими характеристиками (НСХ) по SAMA RC21-4-1966.

Таблица 4 - Метрологические и технические характеристики модулей счёта комплекса

Тип модуля	Количество каналов	Диапазон преобразований частоты следования импульсов	Пределы допускаемой погрешности в рабочих условиях применения Δ – абсолютная, δ – относительная, %
1	2	3	4
1734-IJ	1	от 0,15 Гц до 1,0 МГц (амплитуда сигнала 5 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1734-IK	1	от 0,15 Гц до 1,0 МГц (амплитуда сигнала от 15 до 24 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1734-VHSC5	1	от 0,33 Гц до 1,0 МГц (амплитуда сигнала 5 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1734-VHSC24	1	от 0,33 Гц до 1,0 МГц (амплитуда сигнала от 15 до 24 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1756-HSC	2	от 0,5 Гц до 1,0 МГц (амплитуда сигнала от 4,5 до 5,5 В; от 10 до 26,4 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1756-LSC8XIB8I	8	от 0 до 40 кГц (амплитуда сигнала от 10 до 30 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1756-CFM	2	от 0 до 100 кГц (амплитуда сигнала ± 30 В, TTL от -0,7 < 1,3 В логический «ноль», >1,3 В логическая «единица»)	$\Delta = \pm(1/T_s * 1/40000)$ Гц, где T_s – время выборки от 0 до 2 с при измеряемой частоте от 1/ T_s до 120 кГц, $\Delta = \pm(F/40\ 000)$ Гц, где F – измеряемая частота при $F < 1/T_s$
1769-L24ER- QBFC1B 1769-L27ERM- QBFC1B	2	от 0 до 250 кГц (амплитуда сигнала от 2,6 до 30 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1769-HSC	2	от 0 до 1,0 МГц (амплитуда сигнала 2,6 - 30 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1794-IJ2	2 входа: 1 частотный, 1 импульсный	от 1 до 32767 Гц или от 1,0 до 3276,7 Гц (амплитуда сигнала 24 В)	$\delta = \pm 0,0425$ %
1794-IJ2XT	2 входа: 1 частотный, 1 импульсный	от 1 до 32 кГц (амплитуда сигнала 24 В)	$\delta = \pm 0,0425$ %
1794-VHSC	2	от 0,33 Гц до 1,0 МГц (амплитуда сигнала 5 В или 15 - 24 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
1794-ID2	2	от 1 Гц до 100 кГц (амплитуда сигнала 24 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
1794-IP4	4 (2 группы по 2)	от 1 Гц до 100 кГц (амплитуда сигнала 24 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
5069-HSC2XOB4	2	Импульсы частотой от 0 до 1,0 МГц (амплитуда сигнала от 18 до 32 В)	$\Delta = \pm 1$ имп.
Примечание - Для всех типов модулей из таблицы 4 в обозначение каталожных номеров (графа 1) может быть добавлена буква «К», означающая дополнительное защитное покрытие.			

Таблица 5 - Метрологические и технические характеристики модулей 1444

Тип модуля	Количество каналов	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой погрешности в рабочих условиях применения γ – приведённая, % Δ - абсолютная
		на входе	на выходе	
1444-DYN04-01RA	4	± 24 В	24 бита	$\gamma = \pm 0,1$ %
1444-TSCX02-02RB	2	от 0 до 20 000 Гц (напряжение ± 24 В) с поддиапазонами: от 0,0167 до 4 Гц	24 бита	$\Delta = \pm 0,0033$ Гц
		от 4 до 200 Гц		$\Delta = \pm 0,033$ Гц
		от 200 до 340 Гц		$\Delta = \pm 0,083$ Гц
		от 340 до 2000 Гц		$\Delta = \pm 0,333$ Гц
		от 2000 до 6000 Гц		$\Delta = \pm 1,0$ Гц
		от 6000 до 20000 Гц		$\Delta = \pm 2,67$ Гц
1444-AOFX00-04RB	4	от 4 до 20 мА	24 бита	$\gamma = \pm 1,0$ %

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Наименование серии	Значение
Параметры электрического питания: -напряжение переменного тока, В -частота переменного тока, Гц	всего Комплекса	220±22 50/60
Габаритные размеры, мм, не более: - высота -ширина - длина	серия 1715 серия 1734 серия 1756 серия 1768, 1769 серия 1794 серия 1444 серия 5069	166 x 42 x 118 56 x 12 x 75,5 144,5 x 34,6 x 146,9 137,7 x 35 x 87 45,7 x 94.0 x 53.3 106 x 102 x 154 138 x 22 x 105
Масса, кг, не более	серия 1715 серия 1734 серия 1756 серия 1768, 1769 серия 1794 серия 1444 серия 5069	0,360 0,035 0,282 0,250 0,1 0,4 0,175
Рабочие условия применения: - температура окружающей среды - относительная влажность	серия 1715	от -25 до +60 °С от 5 до 95 %
	серия 1734	от -20 до +55 °С от 5 до 95 %
	серия 1756	от 0 до 60 °С от 5 до 95 %
	серия 1768, 1769	от 0 до 60 °С от 5 до 95 %
	серия 1794	от 0 до +55 °С от 5 до 95 %;
	серия 1794, версия ХТ	от -20 до +70 °С от 5 до 95 %
	серия 1444	от -25 до +70 °С от 5 до 95 %
	серия 5069	от 0 до 60 °С от 5 до 95 %
Средний срок службы, лет	все серии	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность комплекса

Обозначение	Наименование	Количество, шт.
ControlLogix серии 1756 (с модулями ввода/вывода серии 1756)	Контроллеры	Конфигурация и состав комплекса определяются требованиями заказчика
CompactLogix серии 1768, 1769 (с модулями ввода/вывода серии 1769)	Контроллеры	
CompactLogix серии 5069	Модули ввода/вывода	
Flex I/O серии 1794	Модули ввода/вывода	
Point I/O серии 1734	Модули ввода/вывода	
Redundant I/O серии 1715	Модули ввода/вывода	
Dynamix серии 1444	Модули ввода/вывода	
Studio 5000 Logix Designer®, RSLogix 5000 (серия 9324)	Программное обеспечение для программирования контроллеров	
PanelView, PanelView Plus, PanelView Plus Compact, PanelView Component (серии 2711, 2711P, 2711C, 2711PC)	Панели оператора	
VersaView (серии 6180W/P, 6181P/F/H, 6182H, 6155R/F, 6186/M, 6189V, 6177R, 7477, 6200, 6300)	Станции оператора	
FactoryTalk View SE и FactoryTalk View ME (серии 9701)	Программное обеспечение для супервизорного управления и визуализации	
Руководство по эксплуатации	-	1
Формуляр	900-20-39-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведён в пункте «Метод измерений» руководства по эксплуатации «Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе платформы Logix. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексам измерительно-вычислительным и управляющим на базе платформы Logix

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

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

Техническая документация фирмы-изготовителя

Изготовитель

Rockwell Automation Inc., США

Юридический адрес: 1201 South Second Street, Milwaukee, WI 53204, USA

Испытательный центр

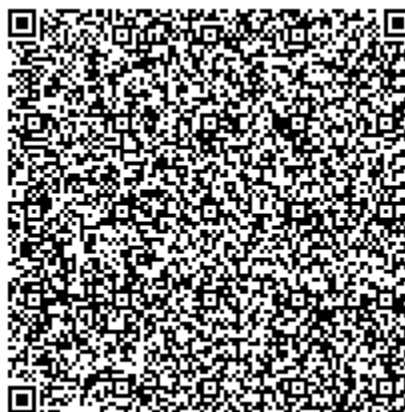
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

тел.: +7 495 437 55 77, факс +7 495 781 86 40,

e-mail: office@vniims.ru , <http://www.vniims.ru>

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления Е

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления Е (далее – ТС) предназначены для измерений температуры жидких и газовых сред, неагрессивных к материалу оболочки ТС.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента от измеряемой температуры.

Конструктивно ТС представляют собой конструкцию, основу которой составляют чувствительный элемент, защитный монтажный корпус, удлиняющий соединительный провод и соединительный штекер.

К данному типу ТС относятся термопреобразователи сопротивления пяти исполнений: Е875-100, Е1482-100, Е1362-020, Е1221-000, Е1457-000, отличающиеся друг от друга метрологическими характеристиками и конструкцией защитного корпуса:

- исполнения Е875-100, Е1482-100 – ТС с медным чувствительным элементом и градуировочной характеристикой 50М (с температурным коэффициентом термопреобразователя сопротивления $\alpha=0,00426\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$);

- исполнения Е1362-020 – ТС с медным чувствительным элементом и градуировочной характеристикой 53М (гр. 23) (с температурным коэффициентом термопреобразователя сопротивления $\alpha=0,00426\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$);

- исполнения Е1221-000 и Е1457-000 – ТС с платиновым чувствительным элементом и градуировочной характеристикой 100П по ГОСТ 6651-2009.

Нанесение знака поверки на ТС не предусмотрено. Заводской (серийный) номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, наносится на индивидуальный шильдик и имеет цифровое обозначение.

Общий вид ТС представлен на рисунке 1.

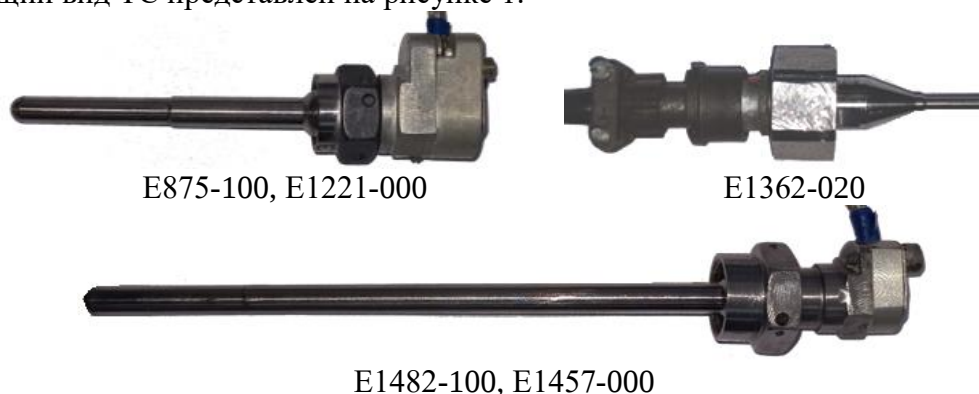


Рисунок 1 – Общий вид ТС

Пломбирование ТС не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С: – исполнение E875-100 – исполнение E1482-100 – исполнение E1362-020 – исполнения E1221-000; E1457-000	от -50 до +100 от -50 до +180 от -50 до +50 от -196 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С: – класс допуска В (только для E1221-000; E1457-000) – класс допуска С (для всех ТС)	$\pm(0,3+0,005 \cdot t)$ $\pm(0,6+0,01 \cdot t)$
Время термической реакции, $\tau_{0,63}$, с, не более	5
Примечание – t - значение измеренной температуры, °С	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименования характеристики	Значение
Длина погружаемой части, мм, для исполнений: – E875-100 – E1482-100 – E1221-000 – E1457-000 – E1362-020	от 68 до 178 от 44 до 174 от 48 до 178 от 44 до 174 40
Диаметр монтажной части, мм, для исполнений – E875-100; E1221-000 – E1482-100; E1457-000 – E1362-020	7 7,8 3
Максимальное давление измеряемой среды, кгс/см ² , не более – исполнения E875-100; E1221-000 – исполнения E1482-100; E1457-000; – исполнение E1362-020	275 500 15
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более	от -50 до +60 98

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на ТС не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится типографским способом на паспорт.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термопреобразователи сопротивления Е (исполнения по заказу)	Е875-100; Е1482-100; Е1362-020; Е1221-000; Е1457-000	1 шт
Паспорт	Е875-100 ПС; Е1482-100 ПС; Е1362-020 ПС; Е1221-000 ПС; Е1457-000 ПС	1 шт

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Технические данные» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к термопреобразователям сопротивления Е

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

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

Изготовитель

Акционерное общество «НПО Энергомаш имени академика В.П. Глушко»

(АО «НПО Энергомаш»)

ИНН 5047008220

Адрес: 141401, Московская область, г. Химки, ул. Бурденко, д. 1

Телефон: +7 (495) 286-91-13

E-mail: energo@npom.ru

Web-сайт: www.engine.space

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест–Москва»)

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

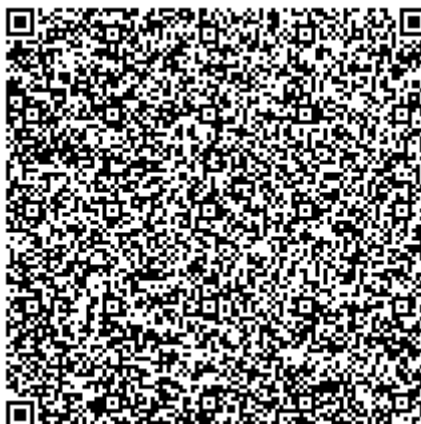
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» декабря 2021 г. № 2942

Регистрационный № 84148-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Штангенциркули путевые ПШВ-01

Назначение средства измерений

Штангенциркули путевые ПШВ-01 предназначены для измерений элементов верхнего строения пути: бокового и вертикального износа головки рельса; вертикального износа усовика и сердечника; шага остряка; понижения остряка против рамного рельса; ширины желоба между контррельсом и рамным рельсом; ширины желоба между усовиком и сердечником, зазоров рельсовых стыков, стрелочных переводов; глубин отверстий и впадин.

Применяются для измерений элементов верхнего строения путей железнодорожного транспорта со следующими типами уложенных рельсов: Р50, Р65, Р75 по ГОСТ Р 51685-2013, ОР50 по ГОСТ 17508-85, ОР65 по ГОСТ 17507-85.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на измерении линейных размеров методом непосредственной оценки по шкале на штанге или совпадения делений шкалы на штанге и с делениями нониуса.

Штангенциркуль путевой ПШВ-01 состоит из штанги с нанесенной шкалой, длинной нижней и короткой верхней губками.

На длинной губке штанги расположен передвижной упор, закрепленный зажимным устройством.

На штанге базируются рамка большая с нониусом, имеющая нижнюю длинную и верхнюю короткую губки, и рамка малая. Обе рамки имеют возможность перемещаться вдоль штанги и закрепляться в требуемом положении зажимными устройствами. Длинные губки штанги и рамки большой оснащены измерительными наконечниками. С помощью длинных губок измеряют шаг остряка, ширину желоба между рамным рельсом и контррельсом, ширину желоба между усовиком и сердечником.

Так же на большой рамке расположен рычаг, вдоль которого перемещается рамка с опорным движком. С помощью опорного движка и длинных губок штанги и большой рамки измеряют понижение остряка против рамного рельса. Рычаг и рамка рычага с опорным движком имеют зажимное устройство.

С большой рамкой жестко связан глубиномер для измерений глубины отверстий и впадин.

В пазу малой рамки перемещается движок с двумя указателями штрихами, с помощью которого осуществляют измерение вертикального износа сердечника и усовика. Движок снабжен зажимным устройством. На малой рамке жестко установлен клин, с помощью которого измеряют зазор в рельсовых стыках и стрелочных переводах.

В зависимости от измеряемого параметра рельса, снятие показаний производится по соответствующим шкалам с помощью измерительных и рабочих поверхностей штангенциркуля.

Логотип  наносится на паспорт штангенциркулей путевых ПШВ-01 типографским методом, на футляр и на нерабочую поверхность штангенциркулей путевых ПШВ-01 краской или лазерной маркировкой.

Общий вид штангенциркулей путевых ПШВ-01 указан на рисунке 1.

Заводской номер наносится на нерабочую поверхность штангенциркулей путевых ПШВ-01 методом травления или лазерной маркировкой в формате цифрового или буквенно-цифрового обозначения.

Сведения о диапазоне измерений по основной шкале штанги и значении отсчета по нониусу наносятся на штангенциркуль с лицевой стороны при помощи краски или лазерной маркировкой.

Пломбирование штангенциркулей путевых ПШВ-01 от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид штангенциркулей путевых ПШВ-01

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений, мм: - по основной шкале штанги - по вспомогательной шкале штанги - по шкале рамки малой - по шкале рамки рычага	От 0 до 290 От 0 до 10 От 0 до 16 От -5 до +5
Значение отсчета по нониусу, мм	0,1
Цена деления шкалы, мм: - основной на штанге, на рамке малой и на рамке рычага - вспомогательной на штанге	1,0 0,5
Радиус сферы измерительной поверхности наконечника на губке рамки большой, мм	От 2,5 до 5,0
Ширина штрихов шкалы, мм	От 0,15 до 0,25
Разность ширины штрихов в пределах одной шкалы, штрихов основной шкалы штанги и шкалы нониуса мм, не более	0,05
Длина видимой части коротких штрихов основной шкалы штанги, мм, не менее	2
Разность длин штрихов в пределах одной шкалы, мм, не более	0,25
Расстояние от верхней кромки края нониуса до поверхности основной шкалы штанги, мм, не более	0,3
Допуск плоскостности измерительных поверхностей, мм, не более: - наконечника на губке штанги - короткой губки штанги, верхней губки рамки большой - опорного движка, движка рамки малой, клина, глубиномера, упора, опоры штанги	0,005 0,007 0,010
Допуск плоскостности рабочих поверхностей упора передвижного, верхней губки рамки большой, опорного движка, мм, не более	0,010
Просвет между измерительными поверхностями короткой губки штанги и верхней губки рамки большой при нулевой установке, как при затянутом, так и при незатянутом зажимном устройстве рамки большой, мм, не более	0,03
Смещение вертикальной рабочей поверхности упора передвижного и измерительной поверхности движка опорного (в рабочем положении) при совмещении указательного штриха на опорном движке с нулевым штрихом шкалы рамки рычага от плоскости, перпендикулярной рабочей поверхности штанги и проходящей через точку контакта измерительных наконечников при сдвинутых губках, мм, не более	0,2

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение
Смещение измерительной поверхности движка рамки малой при совмещении нанесенного на нем указательного штриха, обозначенного буквой «С», с нулевым штрихом шкалы рамки малой от плоскости, проходящей через измерительную поверхность упора рамки большой и измерительную поверхность опоры штанги, мм	$\pm 0,2$
Расстояние от измерительной поверхности движка рамки малой при совмещении нанесенного на нем указательного штриха, обозначенного буквой «У», с нулевым штрихом шкалы рамки малой от плоскости, проходящей через измерительную поверхность упора рамки большой и измерительную поверхность опоры штанги и его допускаемое отклонение, мм	$3,5 \pm 0,2$
Расстояние от рабочей поверхности опорного движка (в его рабочем положении) до оси измерительных наконечников и его допускаемое отклонение, мм	$13,0 \pm 0,4$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений по основной шкале штанги как при незатянutom, так и при затянутом зажимном устройстве рамки большой, на диапазоне измерений, мм: - от 0 до 200 мм включ. - свыше 200 до 290 мм	$\pm 0,1^*$ $\pm 0,2^*$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений по шкале рамки малой как при незатянutom, так и при затянутом зажимном устройстве при нормальных условиях измерений, мм	$\pm 1,0^*$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений по вспомогательной шкале штанги при нормальных условиях измерений, мм	$\pm 0,5^*$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений по шкале рамки рычага при нормальных условиях измерений, мм	$\pm 0,5^*$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины, равной 20 мм, при нормальных условиях измерений, мм	$\pm 0,1^*$
Примечание: * - при температуре окружающей среды от плюс 15 до плюс 25 °С и относительной влажности не более 80 %	

Таблица 2 - Расстояние от горизонтальной рабочей поверхности упора передвигного до оси измерительных наконечников, при совмещении верхней кромки упора со штрихом на длинной губке штанги под обозначением типа измеряемого рельса или при совмещении нижней кромки упора со штрихом над обозначением типа измеряемого рельса, впереди которого стоит буква «П» (понижение остряка) и его допускаемое отклонение соответствует величине L

Тип рельса		L , мм	
над штрихом	под штрихом	номинальное значение	допускаемое отклонение
P50	-	66	±0,4
P65	-	75	
P75	-	75	
OP50	-	85	
OP65	-	85	
-	ПОР50	81	
-	ПОР65	91	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Параметр шероховатости Ra измерительной поверхности измерительных наконечников по ГОСТ 2789-73, мкм, не более	0,2
Параметр шероховатости Ra измерительных поверхностей по ГОСТ 2789-73, мкм, не более: - короткой губки штанги, верхней губки рамки большой; - движка рамки малой, движка опорного, клина - глубиномера, упора, опоры штанги	0,2 0,4 0,8
Параметр шероховатости Ra рабочих поверхностей по ГОСТ 2789-73, мкм, не более: - верхней губки рамки большой, движка опорного, упора передвигного	0,8
Габаритные размеры, мм: - длина - ширина - высота	440 148 24
Масса, кг, не более	0,9
Средний срок службы, лет, не менее	5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	От -50 до +45 100

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Штангенциркуль	-	1 шт.
Футляр (чехол)	-	1 шт.
Паспорт	ПШВ01.000 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Заметки по эксплуатации, порядок работы, поверка» паспорта штангенциркулей путевых ПШВ-01.

Нормативные документы, устанавливающие требования к штангенциркулям путевым ПШВ-01

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

ТУ 30.20.31-003-67587931-2021 «Штангенциркуль путевой ПШВ-01. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Линкс-Раша» (ООО «Линкс-Раша»)

ИНН 4345313234

Адрес: 610002 г. Киров, ул. Водопроводная, д. 39, пом. 1001

Телефон: +7 (8332) 21-68-88

E-mail: info@links-russia.ru

Web-сайт: www.links-russia.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

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации - 30004-13

