

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 25 » июня 2024 г. № 1508

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изгот. овитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Система измерительная АСУТП ТСП № 3 тит. 072/3 АО «ТАНЕКО»	-	072/3	69424-17	-	МП 0408/1-311229-2017	-	МП 2103/1-311229-2023	-	21.03.2023	Акционерное общество «ТАНЕКО» (АО «ТАНЕКО»), Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ММК-УГОЛЬ» для Шахты «Чертинская-Коксовая»	-	31	87674-22	Общество с ограниченной ответственностью «ММК-УГОЛЬ» (ООО «ММК-УГОЛЬ»), Кемеровская область - Кузбасс, г. Белово	-	МП 14-078-2022	-	-	01.04.2024	Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»), г. Кемерово	ФБУ «Кузбасский ЦСМ», г. Кемерово

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ударной ТЭС	-	41N18-10UBG-2121-ED	91501-24	Общество с ограниченной ответственностью «Внешне-экономическое объединение «Технопром экспорт» (ООО «ВО «Технопромэкспорт»), г. Москва	—	МИ 3000-2022	-	-	06.05.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы» (ООО «Прософт-Системы»), г., Екатеринбург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-3 г. Санкт-Петербург, ул. Шереметьевская, д.11А	-	002	67404-17	-	МП 67404-17	-	МИ 3000-2022	-	12.03.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
5.	Датчики направления ветра	ДВН-02	зав. 0045200071	76645-19	-	-	МП 2540-0053-2021	МП 2540-0053-2021 с изменением № 1	-	23.04.2024	Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»), г. Москва	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», Санкт-Петербург
6.	Термометры сопротивления платиновые эталонные	ПТС-10М	№ 2266	11804-99	Общество с ограниченной ответственностью «Владимирский завод «Эталон» (ООО	-	ГОСТ Р 8.571-98	-	-	03.05.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Владимирский завод «Эталон» (ООО «Владимирский завод «Эталон»), г. Владимир	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Санкт-Петербург

					«Владимирский завод «Эталон»», г. Владимир							
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК»	-	002	66641-17	-	—	МИ 3000-2006	-	-	17.04. 2024	Закрытое акционерное общество «КировТЭК» (ЗАО «КировТЭК»), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Тест-С.-Петербург», г. Санкт-Петербург
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242	-	088	85106-22	Общество с ограниченной ответственностью «Лента» (ООО «Лента»), г. Санкт-Петербург	-	МП ЭПР-457-2021	-	-	15.03. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Лента» (ООО «Лента»), г. Санкт-Петербург	ООО «ЭнергоПром Ресурс», Московская обл., г. Красногорск
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Томскнефтехим»	—	1012	91099-24	Общество с ограниченной ответственностью «Томскнефтехим» (ООО «Томскнефтехим»), г. Томск	—	МП СМО-1309-2023 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Томскнефтехим». Методика поверки»	—	—	18.03. 2024	Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»), г. Владимир	ООО «ПИКА», г. Владимир
10	Система автоматизированная	-	001	54855-13	-	МП 1636/551-2013	-	МП 305-2024	-	15.05. 2024	Филиал «Джубгинская ТЭС» АО «Интер РАО-	ФБУ «Ростовский ЦСМ»,

	информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Джубгинской ТЭС»										Электрогенерация», Краснодарский край, Туапсинский р-н, с. Дефановка	г. Ростов-на-Дону
11	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-36, г. Ульяновск, пр-т Созидателей, д. 112	-	044	67431-17	-	МП 67431-17	-	МИ 3000-2022	-	06.03.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»), г. Москва	ООО «ЭнергоПром Ресурс», Московская обл., г. Красногорск
12	Преобразователи сигналов измерительные нормирующие	НПСИ серии NNN	НПСИ-230-ПМ10-0С-220-М0 № 23111619; НПСИ-230-ПМ10-0С-24-М0 № 23111620	72891-18	-	-	ПИМФ.422189.001 МП, Приложение А к паспортам ПИМФ.422189.001 (002...018)	-	-	18.04.2024	Общество с ограниченной ответственностью Научно - производственная фирма «КонтрАвт» (ООО НПФ «КонтрАвт»), г. Нижний Новгород	ФБУ «Нижегородский ЦСМ», г. Нижний Новгород
13	Приборы для измерения массы и статического момента	МЕРА-ИСМ-II	МЕРА-ИСМ-II-60 зав. №303216	73007-18	-	-	МП 204-11-2018	-	-	04.06.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Мера-ТСП» (ООО «Мера-ТСП»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 69424-17

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП ТСП № 3 тит. 072/3 АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Система измерительная АСУТП ТСП № 3 тит. 072/3 АО «ТАНЕКО» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (давления, перепада давления, температуры, объемного расхода, массового расхода, уровня, нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее – НКПР), компонентного состава и силы постоянного тока), формирования сигналов управления и регулирования.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного CENTUM модели VP (далее – CENTUM VP) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-08) и комплекса измерительно-вычислительного и управляющего противоаварийной защиты и технологической безопасности ProSafe-RS (регистрационный номер 31026-06) (далее – ProSafe-RS) входных сигналов, поступающих по измерительным каналам (далее – ИК) от первичных и промежуточных измерительных преобразователей (далее – ИП).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- первичные ИП преобразуют текущие значения параметров технологического процесса в аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА;

- аналоговые унифицированные электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА от первичных ИП поступают на входы преобразователей измерительных серии Н модель HiC2025 (регистрационный номер 40667-09) (далее – HiC2025) и далее на модули ввода аналоговых сигналов AAI143 CENTUM VP (далее – AAI143) и SAI143 ProSafe-RS (далее – SAI143) (часть сигналов поступает на модули ввода аналоговых сигналов без барьеров искрозащиты);

- сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются модулями вывода AAI543 CENTUM VP (далее – AAI543) через преобразователи измерительные серии Н модель HiC2031 (регистрационный номер 40667-09) (далее – HiC2031).

Цифровые коды, преобразованные посредством модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений, гистограмм, трендов, текстов, рисунков и цветовой окраски элементов мнемосхем, а также интегрируется в базу данных ИС.

По функциональным признакам ИС делится на две независимые подсистемы: распределенная система управления технологическим процессом и система противоаварийной защиты. ИС включает в свой состав также резервные ИК.

Таблица 1 – Средства измерений, входящие в состав первичных ИП ИК

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК давления	Преобразователи давления измерительные EJA модели EJA 430 (далее – EJA 430)	14495-09
	Преобразователи давления измерительные EJA модели EJA 510 (далее – EJA 510)	14495-09
	Преобразователи давления измерительные EJA модели EJA 530 (далее – ПИ EJA 530)	14495-00
	Преобразователи давления измерительные EJA модели EJA 530 (далее – EJA 530)	14495-09
	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 430 (далее – EJX 430)	28456-09
	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 438 (далее – EJX 438)	28456-09
	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 530 (далее – ПДИ EJX 530)	28456-04
	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 530 (далее – EJX 530)	28456-09
	Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* модификации EJX модели 530 (далее – ПИ EJX 530)	59868-15
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН исполнения Сапфир-22МП-ВН-ДИ и Сапфир-22МП-ВН-ДИВ (далее – Сапфир-22МП-ВН)	33503-13; 33503-16
	Датчики давления Метран-75 модели Метран-75G (далее – Метран-75G)	48186-11
	Преобразователи давления измерительные dTRANS p20 DELTA, dTRANS p20 модели 403025 (далее – JUMO dTRANS p20)	65038-16
ИК перепада давления	Преобразователи давления измерительные EJA модели EJA 110 (далее – EJA 110)	14495-09
	Преобразователи давления измерительные EJA модель EJA 115 (далее – EJA 115)	14495-09
	Преобразователи давления измерительные EJX модели EJX 110 (далее – EJX 110)	28456-09
	Преобразователь (датчик) давления измерительный EJX модификации EJX110A (далее – EJX110A)	81937-21
	Преобразователи давления измерительные 2600T модификации 264DS (далее – 264DS)	25931-06
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (далее – ТС 65)	22257-05
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (далее – ТСП 65)	22257-11
	Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065 (далее – Rosemount 0065)	53211-13; 83685-21

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии WTH модели WTH 160-250 (далее – WTH 160-250)	44778-10
	Термопреобразователи сопротивления взрывозащищенные Метран-250 модели ТСП Метран-256 (далее – ТСП Метран-256)	21969-06
	Термопреобразователи сопротивления взрывозащищенные Метран-250 модификации ТСП Метран-256 (далее – Метран-256)	21969-11
	Преобразователи измерительные 248 (далее – ПИ 248)	28034-05
	Преобразователи измерительные Rosemount 248 (далее – Rosemount 248)	83331-21
	Преобразователи измерительные серии УТА модели УТА310 (далее – УТА310)	25470-03
	Датчики температуры SensyTemp серии TSP модификации TSP331 (далее – TSP331)	39759-08
	Преобразователи температурные измерительные TTF для полевого монтажа, модификации TTF300 (далее – TTF300)	42427-09
	Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ex модели Метран-286 (далее – Метран-286)	23410-08
	Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ex моделей ТСП Метран-286, ТСП Метран-286-Ex (далее – ТСП Метран-286)	23410-13
	Термопреобразователи сопротивления серии TR (далее – TR)	17622-05
	Термопреобразователи сопротивления TR (далее – TC TR)	83686-21
	Термопреобразователи сопротивления с пленочными чувствительными элементами ТСП Метран-200 модели ТСП Метран-246 (далее – ТСП Метран-246)	26224-07
	Преобразователи термоэлектрические ТХА МЕТРАН-200 модели ТХА Метран-241 (далее – ТХА Метран-241)	19985-00
	Преобразователи измерительные 644 (далее – ПИ 644)	14683-09
	Термометры сопротивления платиновые ТСПТ, медные ТСМТ и их чувствительные элементы ЭЧПТ, ЭЧМТ модели ТСПТ 101 (далее – ТСПТ 101)	36766-09
	Преобразователи измерительные ИП 0104 модели ИП 0104/П (далее – ИП 0104/П)	29258-05
	Преобразователи вторичные серии Т, модификации Т32.1S (далее – Т32.1S)	50958-12
	Преобразователи измерительные Т32.1S (далее – ПИ Т32.1S)	85461-22
	Преобразователи термоэлектрические многозонные CatTracker модели СТ221-А3 (далее – СТ221-А3)	49550-12

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК температуры	Преобразователи измерительные серии PR модели PR 5335 (далее – PR 5335)	70943-18
	Термопреобразователь сопротивления серии 90 модели 902820 (далее – 902820)	68302-17
	Датчики температуры КТХА Ех (далее – КТХА Ех)	57178-14
	Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT модели TMT 142 (далее – TMT 142)	57947-19
	Датчики температуры ТСПТ Ех в комплекте с ИП типа Н25 (далее – ТСПТ Ех)	57176-14
	Датчики температуры ТСПТ в комплекте с ИП типа Н25 (далее – ТСПТ)	75208-19
ИК объемного расхода	Ротаметры RAMC (далее – RAMC)	27053-09
	Расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFO DY (далее – YEWFO DY)	17675-09
	Расходомер-счетчик газа и пара модели XGF868i (далее – XGF868i)	59891-15
	Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG модификации AXF (далее – CP ADMAG AXF)	59435-14
ИК массового расхода	Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG модификации AXF (далее – ADMAG AXF)	17669-09
	Счетчики-расходомеры электромагнитные ADMAG модификации AXF	59435-14
	Расходомеры-счетчики газа и пара модели GF868 (далее – GF868)	50009-12
	Счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS модификации RCCT (далее – ROTAMASS RCCT)	27054-09
	Расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFO DY	17675-09
ИК уровня	Уровнемеры емкостные VEGACAL 6* модификации VEGACAL 63 (далее – VEGACAL 63)	32242-06
	Уровнемеры контактные микроволновые VEGAFLEX 6* модификации VEGAFLEX 61 (далее – VEGAFLEX 61)	27284-09
	Уровнемеры контактные микроволновые VEGAFLEX 6* модификации VEGAFLEX 66 (далее – VEGAFLEX 66)	27284-09
	Уровнемеры микроволновые контактные VEGAFLEX 8* модификации VEGAFLEX 86 (далее – VEGAFLEX 86)	53857-13
	Уровнемеры микроволновые бесконтактные VEGAPULS 6* модификации VEGAPULS 63 (далее – VEGAPULS 63)	27283-09
	Уровнемеры микроволновые бесконтактные VEGAPULS 6* модификации VEGAPULS 66 (далее – VEGAPULS 66)	27283-12
ИК НКПР	Датчики оптические инфракрасные Dräger модели Polytron 2IR (далее – Polytron 2IR)	46044-10
	Датчики горючих газов термokatалитические Dräger Polytron 2 XP Ех (далее – Dräger Polytron 2 XP Ех)	38669-08

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК НКПР	Газоанализаторы ULTIMA X модификации ULTIMA XIR (далее – ULTIMA XIR)	26654-09
ИК компонентного состава	Датчики газов электрохимические Dräger Polytron 2 XP TOX (далее – Polytron 2 XP TOX)	39018-08
Примечание – При выходе из строя первичных ИП допускается их замена на средства измерений утвержденного типа с аналогичными или лучшими метрологическими и техническими характеристиками.		

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрация, обработка, контроль, хранение и индикация параметров технологического процесса;
- предупредительная и аварийная сигнализация при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийная защита оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрация и хранение поступающей информации;
- самодиагностика;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС (№ 072/3) в виде цифрового обозначения наносится на титульный лист паспорта и маркировочные таблички, расположенные на дверях шкафов ИС типографским способом. Конструкция ИС и условия эксплуатации ИС не предусматривают нанесение знака поверки непосредственно на ИС. Пломбирование ИС не предусмотрено. Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИС, выполняется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС реализовано на базе ПО CENTUM VP и ПО ProSafe-RS и разделено на базовое ПО (далее – БПО) и внешнее ПО (далее – ВПО).

Для преобразования измеренных аналоговых сигналов в цифровой эквивалент и преобразование цифрового сигнала в аналоговую форму используются алгоритмы, реализованные в БПО и записанные в постоянной памяти соответствующего модуля. БПО устанавливается в энергонезависимую память модулей ИС на заводе-изготовителе во время производственного цикла. БПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования. Метрологические характеристики модулей ввода/вывода ИС нормированы с учетом влияния на них БПО.

ВПО устанавливается на персональные компьютеры операторских станций, предназначено для конфигурирования и обслуживания микропроцессорных контроллеров ИС и не влияет на метрологические характеристики модулей ввода/вывода ИС. С его помощью производится:

- настройка параметров модулей, контроллеров (подключение ИК, указание типа подключенного ИП, масштабирование, отображение и т.д.);
- параметризация и настройка протоколов промышленных полевых шин и сетей Ethernet верхнего уровня;
- программирование логических задач контроллеров;
- тестирование, архивирование проектов, обслуживание готовой системы;

- защита от изменений с помощью многоуровневой парольной защиты;
- отображение и управление параметрами процесса в реальном времени;
- разграничение доступа персонала с помощью системы паролей.

ВПО не имеет доступа к энергонезависимой памяти модулей ввода/вывода ИС, не позволяет заменять или корректировать БПО модулей.

Конструкция ИС исключает возможность несанкционированного влияния на ПО ИС и измерительную информацию. Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	CENTUM	ProSafe-RS
Идентификационное наименование ПО	CENTUM VP	ProSafe-RS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже R4.03	не ниже R2.03
Цифровой идентификатор ПО	—	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	1200
Количество выходных ИК, не более	300
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$380^{+15}_{-20} \%$; $220^{+10}_{-15} \%$ 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность без конденсации влаги, %, не более в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 от -40 до +50 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7 кПа
Примечание – ИП, эксплуатация которых в указанных диапазонах температуры окружающей среды и относительной влажности не допускается, эксплуатируются при температуре окружающей среды и относительной влажности, указанных в технической документации на данные ИП.	

Таблица 4 – Метрологические характеристики вторичной части ИК ИС

Тип барьера искрозащиты	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности, % от диапазона измерений
HiC2025	AAI143, SAI143	$\pm 0,15$
—		$\pm 0,10$
HiC2031	AAI543	$\pm 0,32$
—		$\pm 0,30$

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК ИС

Метрологические характеристики ИК			Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК				
			Первичный ИП		Вторичный ИП		
Наименование ИК	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип (выходной сигнал)	Пределы допускаемой основной погрешности	Тип барьера искрозащиты	Типа модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 430 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 510 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,25 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	ПИ EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 1000 кПа; от 0 до 0,1 МПа; от 0 до 0,25 МПа; от 0 до 0,4 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 25 кПа; от 0 до 40 кПа; от 0 до 100 кПа; от 0 до 160 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 1000 кПа; от 0 до 1600 кПа; от 0 до 2500 кПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 3 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 430 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -100 до 100 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 1000 кПа; от 0 до 2500 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 438 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 160 кПа; от 0 до 2500 кПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	ПДИ ЕЈХ 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 250 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 1000 кПа; от 0 до 1600 кПа; от 0 до 0,6 МПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	ЕЈХ 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	ПИ ЕЈХ 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -100 до 150 кПа; от 0 до 100 кПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа	$\gamma: \pm 0,58 \%$	Сапфир-22МП-ВН (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,5 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,4 МПа; от 0 до 0,6 МПа	$\gamma: \pm 0,58 \%$	Метран-75G (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,5 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -0,1 до 2,5 МПа; от 0 до 0,16 МПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$	JUMO dTRANS p20 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,1 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК перепада давления	от 0 до 5 кПа; от 0 до 25 кПа; от 0 до 150 кПа; от 0 до 200 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 5,05 кПа; от 0 до 7,33 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 115 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -14,35 до -5,72 кПа; от 0 до 0,515 кПа; от 0 до 0,584 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК перепада давления	от 0 до 0,63 кПа; от 0 до 2,5 кПа; от 0 до 6,3 кПа; от 0 до 10 кПа; от 0 до 12,5 кПа; от 0 до 15,056 кПа; от 0 до 16 кПа; от 0 до 25 кПа; от 0 до 100 кПа; от 0 до 160 кПа; от 10,1 до 22,85 кПа; от 10,5 до 23,25 кПа; от 11,5 до 23,8 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 110 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 16 кПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX110A (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -3 до 65 кПа	$\gamma: \pm 0,19 \%$	264DS (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,075 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК температ уры	от -50 до +50 °С	$\Delta: \pm 0,39 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС 65 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	ТС 65: $\Delta: \pm(0,150+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1 \%$ или $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +200 °С	$\Delta: \pm 0,79 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +80 °С	$\Delta: \pm 0,43 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,48 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +120 °С	$\Delta: \pm 0,53 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,61 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +200 °С	$\Delta: \pm 0,73 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +250 °С	$\Delta: \pm 0,88 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °С	$\Delta: \pm 1,02 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +200 °С	$\Delta: \pm 1,52 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС 65 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	ТС 65: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1 \%$ или $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +250 °С	$\Delta: \pm 1,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +350 °С	$\Delta: \pm 2,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +80 °С	$\Delta: \pm 0,82 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,93 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °С	$\Delta: \pm 2,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,48$ °C	ТСП 65 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	ТСП 65: $\Delta: \pm(0,150+0,002 \cdot t)$ °C; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1$ % или $\Delta: \pm 0,2$ °C (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +350 °C	$\Delta: \pm 1,17$ °C					
	от -50 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,67$ °C	ТСП 65 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	ТСП 65: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t)$ °C; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1$ % или $\Delta: \pm 0,2$ °C (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,66$ °C					
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,93$ °C					
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,49$ °C					
	от -50 до +200 °C	$\Delta: \pm 0,79$ °C	Rosemount 0065 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	Rosemount 0065: $\Delta: \pm(0,150+0,002 \cdot t)$ °C; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1$ % или $\Delta: \pm 0,2$ °C (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,48$ °C					
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,93$ °C	Метран-256 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	Метран-256: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t)$ °C; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1$ % или $\Delta: \pm 0,2$ °C (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от -50 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,52$ °C	WTH 160-250 (НСХ Pt100); ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	WTH 160-250: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t)$ °C; ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1$ % или $\Delta: \pm 0,2$ °C (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от -50 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,66$ °C	ТСП 65 (НСХ Pt100); Rosemount 248 (от 4 до 20 мА)	ТСП 65: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t)$ °C; Rosemount 248: $\gamma: \pm 0,15$ %	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,92$ °C	Rosemount 0065 (НСХ Pt100); Rosemount 248 (от 4 до 20 мА)	Rosemount 0065: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t)$ °C; Rosemount 248: $\gamma: \pm 0,15$ %	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 1,48$ °C					
	от 0 до +250 °C	$\Delta: \pm 1,77$ °C					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,45$ °С	ТС 65 (НСХ Pt100); УТА310 (от 4 до 20 мА)	ТС 65: $\Delta: \pm(0,150+0,002 \cdot t)$ °С; УТА310: $\Delta: \pm 0,14$ °С (АЦП), $\gamma: \pm 0,02$ % (ЦАП)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +300 °С	$\Delta: \pm 0,98$ °С					
	от 0 до +80 °С	$\Delta: \pm 0,8$ °С	ТС 65 (НСХ Pt100); УТА310 (от 4 до 20 мА)	ТС 65: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t)$ °С; УТА310: $\Delta: \pm 0,14$ °С (АЦП), $\gamma: \pm 0,02$ % (ЦАП)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,92$ °С					
	от 0 до +350 °С	$\Delta: \pm 2,34$ °С					
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 4,08$ °С	TSP331 (НСХ тип К); ТТФ300 (от 4 до 20 мА)	TSP331: $\Delta: \pm 2,5$ °С (от -40 до +333 °С включ.); ТТФ300: $\Delta: \pm 0,35$ °С (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,05$ % (ЦАП), $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t)$ °С (КХС)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +300 °С	$\Delta: \pm 5,31$ °С					
	от 0 до +50 °С	$\Delta: \pm 0,45$ °С	Метран-286 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15$ % или $\Delta: \pm 0,4$ °С (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,47$ °С					
	от -50 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,51$ °С					
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,55$ °С					
	от -50 до +120 °С	$\Delta: \pm 0,53$ °С	ТСП Метран-286 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,15$ % или $\Delta: \pm 0,4$ °С (выбирают большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,55$ °С					
	от -50 до +200 °С	$\Delta: \pm 0,61$ °С					
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 0,65$ °С	TR (НСХ Pt100); ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	TR: $\Delta: \pm(0,150+0,002 \cdot t)$ °С; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15$ °С (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,03$ % (ЦАП)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК температуры	от -40 до +120 °С	$\Delta: \pm 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТХА Метран-241 (НСХ тип К); ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТХА Метран-241: $\Delta: \pm 2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +333 °С включ.); ПИ 644: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП), $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -40 до +150 °С	$\Delta: \pm 3,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +200 °С	$\Delta: \pm 3,02 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,24 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП Метран-256 (НСХ Pt100); ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТСП Метран-256: $\Delta: \pm (0,300 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -40 до +200 °С	$\Delta: \pm 1,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +100 °С	$\Delta: \pm 0,93 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Метран-256 (НСХ Pt100); ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	Метран-256: $\Delta: \pm (0,300 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -50 до +200 °С	$\Delta: \pm 1,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -40 до +200 °С	$\Delta: \pm 1,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП Метран-246 (НСХ Pt100); ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТСП Метран-246: $\Delta: \pm (0,300 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,24 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС TR (НСХ Pt100); ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТС TR: $\Delta: \pm (0,300 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал), $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,33 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ 101 (НСХ Pt100); ИП 0104/П (от 4 до 20 мА)	ТСПТ 101: $\Delta: \pm (0,300 + 0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ИП 0104/П: $\gamma: \pm 0,25 \text{ } \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК тем пературы	от -50 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,22 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС TR (НСХ Pt100); T32.1S (от 4 до 20 мА)	ТС TR: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; T32.1S: $\Delta: \pm 0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,26 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС TR (НСХ Pt100); ПИ T32.1S (от 4 до 20 мА)	ТС TR: $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ T32.1S: $\gamma: \pm 0,15 \%$	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,85 \text{ }^{\circ}\text{C}$	СТ221-А3 (НСХ тип К); PR 5335 (от 4 до 20 мА)	СТ221-А3: $\Delta: \pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +375 °C включ.); PR 5335: $\gamma: \pm 0,05 \%$ или $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (выбирают большее значение), $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -40 до +150 °C	$\Delta: \pm 1,43 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ех (НСХ тип К); ТМТ 142 (от 4 до 20 мА)	КТХА Ех: $\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -40 до +275 °C включ.); ТМТ 142: $\Delta: \pm 0,25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (АЦП), $\gamma: \pm 0,02 \%$ (ЦАП), $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +150 °C	$\Delta: \pm 2,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$	КТХА Ех (НСХ тип К); ТМТ 142 (от 4 до 20 мА)	КТХА Ех: $\Delta: \pm 2,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (от -110 до +293 °C включ.); ТМТ 142: $\Delta: \pm 0,25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (АЦП), $\gamma: \pm 0,02 \%$ (ЦАП), $\Delta: \pm(0,300+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (КХС)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,37 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ Ех (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -55 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (при t_n от 10 до 120 °C включ.), $\Delta: \pm(0,0025 \cdot t_n) \text{ }^{\circ}\text{C}$ (при t_n св. 120 до 800 °C)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,37 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +300 °C	$\Delta: \pm 0,96 \text{ }^{\circ}\text{C}$					

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК тем пературы	от -50 до +150 °С	Δ : $\pm 1,15$ °С	902820 (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm 1,0$ °С	HiC2025	SAI143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК объемного расхода	от 0 до 14 м ³ /ч; от 0 до 22 м ³ /ч; от 0 до 36 м ³ /ч	γ : $\pm 1,77$ %	RAMC (от 4 до 20 мА)	γ : $\pm 1,6$ %	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
	от 0 до 250000 м ³ /ч	см. примечание 4	XGF868i (от 4 до 20 мА)	δ : ± 2 % γ_{AO} : $\pm 0,1$ %	—	AAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 10 м ³ /ч	см. примечание 4	CP ADMAG AXF (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm$ (от 0,5 до 8,5) мм/с при $V < 0,15$ м/с; δ : $\pm 0,35$ % при $0,15 \leq V < 10$ м/с; γ_{AO} : $\pm 0,05$ %	—	AAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 16 м ³ /ч; от 0 до 20 м ³ /ч; от 0 до 30 м ³ /ч; от 0 до 36 м ³ /ч; от 0 до 250 м ³ /ч; от 0 до 600 м ³ /ч; от 0 до 5000 м ³ /ч	см. примечание 4	YEWFO DY (от 4 до 20 мА)	Жидкость: -15 мм: δ : $\pm 1,0$ при $20000 \leq Re < 2000DN$ δ : $\pm 0,75$ при $2000DN \leq Re$; -25 мм: δ : $\pm 1,0$ при $20000 \leq Re < 1500DN$ δ : $\pm 0,75$ при $1500DN \leq Re$; -от 40 до 100 мм: δ : $\pm 1,0$ при $20000 \leq Re < 1000DN$ δ : $\pm 0,75$ при $1000DN \leq Re$; -от 150 до 400 мм: δ : $\pm 1,0$ при $40000 \leq Re < 1000DN$ δ : $\pm 0,75$ при $1000DN \leq Re$; Газ и пар: δ : $\pm 1,0$ для $V \leq 35$ м/с δ : $\pm 1,5$ для $35 < V \leq 80$ м/с	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК массового расхода	от 0 до 30000 кг/ч; от 0 до 60000 кг/ч; от 0 до 100000 кг/ч	см. примечание 4	ADMAG AXF (от 4 до 20 мА)	δ : от $\pm 0,18$ до $\pm 6,00$ %; γ_{AO} : $\pm 0,05$ %	—	AAI143	γ : $\pm 0,1$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК массового расхода	от 0 до 36800 кг/ч; от 0 до 46400 кг/ч; от 0 до 100000 кг/ч	см. примечание 4	ADMAG AXF (от 4 до 20 мА)	Δ : $\pm$ (от 0,5 до 8,5) мм/с при $V < 0,15$ м/с; δ : $\pm 0,35$ % при $0,15 \leq V < 10$ м/с; γ_{AO} : $\pm 0,05$ %	—	AAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 55260 кг/ч; от 0 до 440150 кг/ч; от 0 до 953500 кг/ч	см. примечание 4	GF868 (от 4 до 20 мА)	δ : от $\pm 1,4$ до $\pm 5,0$ %; γ_{AO} : $\pm 0,1$ %	—	AAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 160 кг/ч; от 0 до 1250 кг/ч; от 0 до 1600 кг/ч; от 0 до 2500 кг/ч; от 0 до 25000 кг/ч; от 0 до 32000 кг/ч; от 0 до 125000 кг/ч; от 0 до 160000 кг/ч	см. примечание 4	ROTAMASS RCCT (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm(0,1 + Z/M \cdot 100)$ %	—	AAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 500 кг/ч; от 0 до 2500 кг/ч; от 0 до 3100 кг/ч; от 0 до 3530 кг/ч; от 0 до 3550 кг/ч; от 0 до 3600 кг/ч; от 0 до 24800 кг/ч; от 0 до 32000 кг/ч	см. примечание 4	YEWFLO DY (от 4 до 20 мА)	Жидкость: -25 мм: δ : $\pm 2,0$ при $20000 \leq Re < 1500DN$ δ : $\pm 1,5$ при $1500DN \leq Re$; -от 40 до 100мм: δ : $\pm 2,0$ при $20000 \leq Re < 1000DN$ δ : $\pm 1,5$ при $1000DN \leq Re$; -от 150 до 400 мм: δ : $\pm 2,0$ при $40000 \leq Re < 1000DN$ δ : $\pm 1,5$ при $1000DN \leq Re$; Газ и пар: δ : $\pm 2,0$ для $V \leq 35$ м/с δ : $\pm 2,5$ для $35 < V \leq 80$ м/с	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %
ИК уровня ³⁾	от 200 до 950 мм; от 200 до 1045 мм	см. примечание 4	VEGACAL 63 (от 4 до 20 мА)	δ : $\pm 0,025$ %	HiC2025	AAI143	γ : $\pm 0,15$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК уровня ³⁾	от 310 до 730 мм	$\Delta: \pm 3,4$ мм	VEGAFLEX 61 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3$ мм (до 20 м); $\gamma: \pm 0,015$ % (от 20 м)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 1000 до 3800 мм	$\Delta: \pm 5,7$ мм					
	от 0 до 3800 мм	$\Delta: \pm 7,1$ мм					
	от 2250 до 3850 мм	$\Delta: \pm 4,3$ мм					
	от 320 до 1020 мм	$\Delta: \pm 3,5$ мм	VEGAFLEX 66 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3$ мм (до 20 м); $\gamma: \pm 0,015$ % (от 20 м)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 405 до 1805 мм	$\Delta: \pm 4,1$ мм					
	от 2100 до 3750 мм	$\Delta: \pm 4,3$ мм					
	от 450 до 2380 мм	$\Delta: \pm 4,6$ мм					
	от 2150 до 4150 мм	$\Delta: \pm 4,7$ мм					
	от 320 до 720 мм	$\Delta: \pm 2,3$ мм	VEGAFLEX 86 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 2$ мм	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 320 до 3310 мм	$\Delta: \pm 5,5$ мм					
	от 11954 до 12254 мм	$\Delta: \pm 2,3$ мм					
	от 11988 до 12288 мм	$\Delta: \pm 2,3$ мм					
	от 0 до 1200 мм	$\Delta: \pm 3,9$ мм	VEGAPULS 63 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3$ мм	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 0 до 2400 мм	$\Delta: \pm 5,2$ мм					
	от 0 до 8000 мм	$\Delta: \pm 13,7$ мм					
	от 335 до 12335 мм	$\Delta: \pm 21,7$ мм	VEGAPULS 66 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 8$ мм	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15$ %
	от 337 до 12337 мм	$\Delta: \pm 21,7$ мм					
ИК НКПР	от 0 до 50 % НКПР	$\Delta: \pm 5,51$ % НКПР	Polytron 2IR (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 5$ % НКПР (определяемый компонент – пропан)	–	SAI143	$\gamma: \pm 0,1$ %
	от 0 до 100 % НКПР	$\Delta: \pm 5,51$ % НКПР (от 0 до 50 % НКПР); $\delta: \pm 11,01$ % (св. 50 до 100 % НКПР)		$\Delta: \pm 5$ % НКПР (в диапазоне измерений от 0 до 50 % НКПР включ.); $\delta: \pm 10$ % (в диапазоне измерений св. 50 до 100 % НКПР включ.) (определяемый компонент – пропан)			
	от 0 до 50 % НКПР	$\Delta: \pm 5,51$ % НКПР	Dräger Polytron 2 XP Ex	$\Delta: \pm 5$ % НКПР (определяемый компонент – водород)	–	SAI143	$\gamma: \pm 0,1$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК НКПР	от 0 до 50 % НКПР	Δ : $\pm 5,51$ % НКПР	ULTIMA XIR (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 5 % НКПР (определяемый компонент – пропан, метан)	–	SAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 100 % НКПР	Δ : $\pm 5,51$ % НКПР (от 0 до 50 % НКПР); δ : $\pm 11,01$ % (св. 50 до 100 % НКПР)		Δ : ± 5 % НКПР (в диапазоне измерений от 0 до 50 % НКПР включ.); δ : ± 10 % (в диапазоне измерений св. 50 до 100 % НКПР включ.) (определяемый компонент – пропан)			
	от 0 до 100 % НКПР	Δ : $\pm 5,51$ % НКПР (от 0 до 50 % НКПР); δ : $\pm 11,01$ % (св. 50 до 100 % НКПР)	ULTIMA XIR (от 4 до 20 мА)	Δ : ± 5 % НКПР (в диапазоне измерений от 0 до 50 % НКПР включ.); δ : ± 10 % (в диапазоне измерений св. 50 до 100 % НКПР включ.) (определяемый компонент – метан)	–	SAI143	γ : $\pm 0,1$ %
ИК компонентного состава	от 0 до 20 млн ⁻¹ (объемная доля сероводорода)	γ : $\pm 22,01$ % (от 0 до 7 млн ⁻¹); δ : $\pm 22,01$ % (от 7 до 20 млн ⁻¹)	Polytron 2 XP TOX (от 4 до 20 мА)	γ : ± 20 % (в диапазоне измерений от 0 до 7 млн ⁻¹ включ.); δ : ± 20 % (в диапазоне измерений св. 7 до 20 млн ⁻¹ включ.)	–	SAI143	γ : $\pm 0,1$ %
	от 0 до 300 млн ⁻¹ (объемная доля аммиака)	γ : $\pm 22,01$ % (от 0 до 30 млн ⁻¹); δ : $\pm 22,03$ % (от 30 до 300 млн ⁻¹)		γ : ± 20 % (в диапазоне измерений от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.); δ : ± 20 % (в диапазоне измерений св. 30 до 300 млн ⁻¹ включ.)			
ИК силы тока	от 4 до 20 мА	γ : $\pm 0,15$ %	–	–	HiC2025	AAI143 или SAI143	γ : $\pm 0,15$ %
		γ : $\pm 0,10$ %			–		γ : $\pm 0,1$ %

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК воспроиз- ведения силы тока	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,32 \%$	—	—	HiC2031	AAI543	$\gamma: \pm 0,32 \%$
		$\gamma: \pm 0,30 \%$	—	—	—		$\gamma: \pm 0,30 \%$

¹⁾ Нормированы с учетом погрешностей промежуточных ИП (барьеры искрозащиты) и модулей ввода/вывода сигналов.
²⁾ Указан максимальный диапазон измерений (диапазон измерений может быть настроен на меньший диапазон в соответствии с эксплуатационной документацией на первичный ИП ИК).

³⁾ Шкала ИК установлена в ИС в процентах (от 0 до 100 %).

Примечания

1 Приняты следующие обозначения и сокращения:

Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины;

δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %;

γ – пределы допускаемой приведенной погрешности (нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений), %;

$\gamma_{АО}$ – пределы допускаемой приведенной погрешности аналоговых каналов вывода расходомера (нормирующим значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона выходного сигнала), %;

t – измеренная температура, °С;

M – массовый расход, кг/ч;

V – скорость, м/с;

D_u – диаметр условного прохода, мм;

Re – число Рейнольдса;

$НСХ$ – номинальная статическая характеристика;

$КХС$ – компенсация холодного спая;

$АЦП$ – аналого-цифровое преобразование;

$ЦАП$ – цифро-аналоговое преобразование.

2 Шкала ИК давления и перепада давления, применяемых для измерения перепада давления на сужающем устройстве и уровня, установлена в ИС в единицах измерения расхода и в процентах соответственно. Пределы допускаемой основной погрешности данных ИК нормированы по диапазону измерений давления (перепада давления).

3 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам:

– абсолютная $\Delta_{ИК}$, в единицах измеряемой величины

$$\Delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta_{ПП}^2 + \left(\gamma_{ВП} \cdot \frac{X_{\max} - X_{\min}}{100} \right)^2},$$

где $\Delta_{ПП}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измерений измеряемой величины;

$\gamma_{ВП}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности вторичной части ИК, %;

$X_{\max}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению диапазона аналогового сигнала, в единицах измерений измеряемой величины;

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная АСУТП ТСП № 3 тит. 072/3 АО «ТАНЕКО», заводской № 072/3	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Акционерное общество «ТАНЕКО» (АО «ТАНЕКО»)
ИНН 1651044095
Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, Промзона
Телефон: (8555) 49-02-02,
Факс: (8555) 49-02-00
Web-сайт: <http://taneco.ru>
E-mail: referent@taneco.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7
Телефон: (843) 214-20-98
Факс: (843) 227-40-10
Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>
E-mail: office@ooostp.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 87674-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ММК-УГОЛЬ» для Шахты «Чертинская-Коксовая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ММК-УГОЛЬ» для Шахты «Чертинская-Коксовая» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени; сбора, обработки, хранения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ. Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) (для ИК №№ 1 – 30, 33 – 47, 50 – 57), счетчики активной и реактивной электроэнергии и вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений (сервер БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ) с приемником сигналов ГЛОНАСС/GPS, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации (ЭСО).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- один раз в сутки и по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера БД в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);
- резервирование баз данных на DVD-дисках;

- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей, и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;
- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго-РЭС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, линии связи, ПО «АльфаЦЕНТР») на сервере БД и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии.

Счетчики производят измерения и вычисления полученной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии), с интервалом усреднения 30 минут, на глубину не менее 45 суток (в соответствии с техническими требованиями АО «АТС» Приложение 11.1). В памяти счетчика хранятся два четырехканальных (актив/реактив, прием/отдача) независимых массива профиля мощности. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Измерительная информация и журналы событий со счетчиков электрической энергии по беспроводному каналу с использованием GSM/GPRS-модема (для ИК № 33) или по проводному каналу на основе стандарта RS-485 (для ИК №№ 1 – 32, 34 – 57) передаются на сервер БД. Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР» на сервере БД, просмотр баз данных доступен на АРМ.

С ИВК АИИС КУЭ данные передаются по выделенному каналу сети «Интернет» через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго-РЭС», ПАО «Кузбассэнергосбыт», филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера БД уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу БД УССВ УССВ-2, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция часов сервера БД происходит при расхождении часов сервера БД и УССВ-2 более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени сервера БД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 31. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Но- мер ИК	Наименование объекта	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ	Сервер БД
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.11	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УССВ-2 Рег. № 54074-21	HP ProLiant DL160
2	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.12	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
3	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.15	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
4	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.16	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
5	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
6	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.25	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
7	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.27	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.30	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСЦБ-2 Рег. № 54074-21	HP ProLiant DL160
9	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.31	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
10	ПС 110/35/6 кВ «Ново-Чертинская», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.32	ТПФМ-10 400/5, КТ 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
11	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
12	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.4	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
13	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
14	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.6	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
15	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7	ТОЛ 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 47959-16	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
16	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.10	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
17	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
18	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.13	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,2S Рег. № 32139-11	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
19	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14	ТОЛ-10-I 150/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
20	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.17	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
21	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.18	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Рег. № 15128-07	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
22	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.20Н	ТЛО-10 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
23	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.21	ТОЛ-10-I 600/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 (10) 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	УСЦБ-2 Пер. № 54074-21	HP ProLiant DL160
24	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.23	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
25	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.24	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
26	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.26	ТОЛ-10-I 200/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
27	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.27	ТОЛ-10-I 400/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
28	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.28	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
29	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.43	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,2S Пер. № 32139-11	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
30	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.45	ТОЛ-10-I 300/5, КТ 0,2S Пер. № 15128-07	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
31	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-0,4 кВ, секция 1 0,4 кВ, ввод №1 от Т-1	ТШП-0,66 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04		
32	ПС 6/0,4 кВ №21, РУ-0,4 кВ, секция 2 0,4 кВ, ввод №2 от Т-2	ТШП-0,66 1500/5, КТ 0,5 Пер. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04		
33	ВЛ-6 кВ, ф.6-12-21, ЯКУ-6 кВ	ТОЛ 10-1 400/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	НАМИ-10-95УХЛ 2 6000/100, КТ 0,5 Пер. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04		
34	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.3	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
35	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.9	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
36	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.11	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
37	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.13	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16	УСЦБ-2 Пер. № 54074-21	HP ProLiant DL160
38	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.15	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
39	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.17	ТОЛ-НТЗ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
40	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6,3 кВ, яч.19	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
41	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.4	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
42	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.10	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
43	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.12	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
44	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.14	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5S Пер. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
45	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.16	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
46	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.18	ТОЛ-НТЗ-10 500/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
47	ПС 6/6,3 кВ «Разделительная» ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6,3 кВ, яч.22	ТОЛ-НТЗ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 51679-12	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 64450-16		
48	ПС 35/6 кВ №7, РУ-0,4 кВ, АБК – Ввод №1	ТШП-0,66 600/5, КТ 0,5 Пер. № 47957-11	-	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	ПС 35/6 кВ №7, РУ-0,4 кВ, АБК – Ввод №2	ТПП-0,66 600/5, КТ 0,5 Пер. № 47957-11	-	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21	УССВ-2 Пер. № 54074-21	HP ProLiant DL160
50	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.21	ТПЛ-10У3 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
51	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22	ТПЛ 100/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
52	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.16	ТПЛ 200/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
53	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.2	ТПЛ-10У3 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
54	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.1	ТПЛ-10 400/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
55	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11	ТПЛ 200/5, КТ 0,5 Пер. № 47958-16	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
56	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.31	ТПЛ-10У3 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		
57	ПС 35/6 кВ №7, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.34	ТПЛ-10У 300/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	ТЕ2000 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 83048-21		

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик;

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов;

3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

4 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электро-энергии и	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1	2	3	4	6
1 – 10, 15, 22, 33	Активная Реактивная	1,2 1,7	1,8 2,8	± 5
11 – 14, 16 – 21, 23 – 30	Активная Реактивная	0,9 1,5	1,2 2,0	
31, 32, 48, 49	Активная Реактивная	1,6 2,9	2,2 3,7	
34, 36, 38 – 40, 42, 43, 45 – 47, 50 – 57	Активная Реактивная	1,7 3,0	2,3 3,8	
35, 37, 41, 44	Активная Реактивная	1,6 2,9	2,1 3,5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая); 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P = 0,95.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	57
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды для УССВ, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +50 от -45 до +40 от -10 до +55 от -45 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчик (СЭТ-4ТМ.03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Электросчетчик (ПСЧ-4ТМ.05МК): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчик (ТЕ2000): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (УССВ-2): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, более Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование электрического 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:
параметрирования;
пропадания питания;
коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- в журнале событий сервера БД:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
пропадание питания;
замена счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
электросчетчиков;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательных коробок;
УССВ;
сервера БД;
- защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);

- установка пароля на электросчетчиках;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТПФМ-10	8
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	32
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформатор тока	ТШП-0,66	12
Трансформатор тока	ТОЛ	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	28
Трансформатор тока	ТПЛ-10, ТПЛ-10УЗ	10
Трансформатор тока	ТПЛ	6
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6(10)	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	31
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.09	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ТЕ2000	10
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Сервер БД	HP Proliant DL160	1
Формуляр-паспорт	09.2022.045-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	09.2022.045-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ММК-УГОЛЬ» для Шахты «Чертинская-Коксовая», аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310473.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ММК-УГОЛЬ» (ООО «ММК-УГОЛЬ»)
ИНН 4202050996

Юридический адрес: 652607, Кемеровская область - Кузбасс, г. Белово, ул. 1 Телеут, д. 27

Телефон: +7 (38452) 2–83–57

Web-сайт: mmk-coal.ru

E-mail: reseption@sibstek.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»)
ИНН 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр. Советский, д. 6, оф. 37

Телефон: (3842) 480-350

E-mail: sibencontrol@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru, www.кузцсм.рф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312319.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 91501-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ударной ТЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ударной ТЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ARIS-28xx (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, блок коррекции времени ЭНКС-2 (далее – БКВ).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Ударной ТЭС, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы 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 ТСП/Р.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена БКВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС). БКВ непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. БКВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 41N18-10UBG-2121-ED.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» (запись в реестре российского программного обеспечения №1691 от 05.09.2016г.), в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

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 ИК				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/БКВ		Основная погрешность, (±δ), %	Погрешность в рабочих условиях, (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ударная ТЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Киевская	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 52619-13	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ARIS-28xx Рег. № 67864-17 ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
2	Ударная ТЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Чекон	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 52619-13	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
3	Ударная ТЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Тамань	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 52619-13	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
4	Ударная ТЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Славянская	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 52619-13	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
5	Ударная ТЭС, ОРУ-220 кВ, ОВ 220	ТВГ-УЭТМ® Кл. т. 0,2S Ктт 2000/1 Рег. № 52619-13	ЗНОГ Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 61431-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Ударная ТЭС, ПГУ-1, Г-1 15,75 кВ	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 10000/1 Рег. № 74600-19	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 15750:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	ARIS-28xx Рег. № 67864-17 ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
7	Ударная ТЭС, ПГУ-1, Г-2 15,75 кВ	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 74600-19	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 15750:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
8	Ударная ТЭС, ПГУ-2, Г-3 15,75 кВ	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 10000/1 Рег. № 74600-19	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 15750:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
9	Ударная ТЭС, ПГУ-2, Г-4 15,75 кВ	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 5000/1 Рег. № 74600-19	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 15750:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
10	Ударная ТЭС, ГТУ-3, Г-5 10 кВ	ТВ-ЭК Кл. т. 0,2S КТТ 9000/1 Рег. № 74600-19	ЗНОЛ-ЭК Кл. т. 0,2 КТН 10500:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,3	±2,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), (Δ), с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности ($\pm\delta$), % указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-10 от 0 °С до +40 °С.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
5. Допускается замена УСПД и БКВ на аналогичные утвержденных типов.
6. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
7. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. 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 ИК	10
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 $\cos\varphi$ – частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °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 +45 от –40 до +65 от –10 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 125000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут., не менее – сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®	15
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	15
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК	15
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	10
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Устройство сбора и передачи данных	ARIS-28xx	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	41N18-10UBG-2121-ED.PF	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) Ударной ТЭС, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Внешнеэкономическое объединение «Технопромэкспорт» (ООО «ВО «Технопромэкспорт»)

ИНН 7704863782

Юридический адрес: 119019, г. Москва, ул. Новый Арбат, д. 15, стр. 2

Телефон: 8 (495) 984-98-00

E-mail: inform@tpe-vo.ru

Изготовитель

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

ИНН 6660149600

Адрес: 620102, Свердловская обл., г. Екатеринбург, Волгоградская ул., стр. 194а

Телефон: 8 (343) 356-51-11

Факс: 8 (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 67404-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-3 г. Санкт-Петербург, ул. Шереметьевская, д. 11А

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТЦ Л-3 г. Санкт-Петербург, ул. Шереметьевская, д. 11А (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТЦ Л-3 г. Санкт-Петербург, ул. Шереметьевская, д. 11А, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 002 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях ($\pm\delta$), %
1	ГРЩ 0,4 кВ ТЦ Лен- та, РУ-0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ КЛ-1 0,4 кВ	Т-0,66 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52667-13	А1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ 0,4 кВ ТЦ Лен- та, РУ-0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ КЛ-2 0,4 кВ	Т-0,66 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 52667-13	А1805RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
3	ЩОП-0,4 кВ ООО Реклама центр, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ КЛ-3 0,4 кВ	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1/2 Рег. № 50460-18			Активная	1,0	3,2
						Реактивная	2,0	6,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								± 5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 165000 2 74500 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 10 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.002 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Лента» ТЦ Л-3 г. Санкт-Петербург, ул. Шереметьевская, д. 11А для оптового рынка электроэнергии», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)
ИНН 7725743133
Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29А
Телефон: (985) 343-55-07
E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ивановской области»
(ФБУ «Ивановский ЦСМ»)
Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42
Телефон: (4932) 32-84-85
Факс: (4932) 41-60-79
E-mail: post@csm.ivanovo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

Е-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 76645-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики направления ветра ДВН-02

Назначение средства измерений

Датчики направления ветра ДВН-02 (далее – датчики ДВН-02) предназначены для автоматических измерений направления воздушного потока.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков ДВН-02 основан на использовании зависимости между направлением воздушного потока и положением свободно ориентирующийся флюгарки. Ось флюгера соединена с переменным резистором, при повороте флюгера напряжение, снимаемое с переменного резистора токосъемником, изменяется прямо пропорционально углу поворота флюгера.

Конструктивно датчики ДВН-02 представляют собой компактный модуль, состоящий из флюгера, оси, основания и опорного подшипника. В основании размещены переменный резистор, контактная плата и токосъемник. На внешней стороне корпуса размещен винтовой разъем для подключения кабеля питания и связи.

Подключение кабеля питания и связи осуществляется к контактной плате через винтовое соединение.

Нанесение знака поверки на датчик ДВН-02 не предусмотрено.

Заводской номер, состоящий из десяти арабских цифр, наносится на кабель датчика ДВН-02 в виде наклейки.

Общий вид датчиков ДВН-02 представлен на рисунке 1.

Пломбирование датчиков ДВН-02 от несанкционированного доступа не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков направления ветра ДВН-02 с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа СИ

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока	$\pm 4^\circ$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания:	
-напряжение постоянного тока, В	от 5 до 15
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Параметры выходного сигнала:	
-напряжение постоянного тока, В	от 0 до 2,5
Масса, кг, не более	0,14
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP65

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: -температура воздуха, °С - относительная влажность воздуха,% - атмосферное давление, гПа	от -60 до +60 от 0 до 100 от 500 до 1100
Габаритные размеры, мм, не более: -высота; -длина; -ширина	210 250 50
Средняя наработка на отказ, ч	26 000
Срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист МРАШ.416136.002 РЭ «Датчики направления ветра ДВН-02. Руководство по эксплуатации» и МРАШ.416136.002 ПС «Датчики направления ветра ДВН-02. Паспорт» типографским методом и на корпус датчиков направления ветра ДВН-02 в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность датчиков направления ветра ДВН-02

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик направления ветра ДВН-02	ДВН-02	1 шт.
Руководство по эксплуатации	МРАШ.416136.002 РЭ	1 экз.
Паспорт	МРАШ.416136.002 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 руководства по эксплуатации «Датчики направления ветра ДВН-02».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений плоского угла, утвержденная приказом Росстандарта от 26 ноября 2018 г. № 2482;

МРАШ.416136.002 ТУ «Датчик направления ветра ДВН-02. Технические условия».

Изготовитель

Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»)

ИНН 7709047435

Адрес: 105064, г. Москва, Нижний Сусальный пер., д. 5, стр. 18, ком. 12а

Телефон: (495) 640-74-25

Факс: (495) 640-74-26

Web сайт: www.mm94.ru

E-mail: info@mm94.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 11804-99

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры сопротивления платиновые эталонные ПТС-10М

Назначение средства измерений

Термометры сопротивления платиновые эталонные ПТС-10М предназначены для точных измерений температуры, а также для поверки средств измерений температуры в качестве рабочих эталонов 1-го, 2-го, 3-его разрядов по государственной поверочной схеме для средств измерений температуры, ч. 1, 2, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23.12.2022 г. № 3253, в диапазоне от минус 196 °С до плюс 660,323 °С.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на свойстве платины изменять свое электрическое сопротивление с изменением температуры.

Основной частью термометра является чувствительный элемент, состоящий из платиновой проволоки, спирально уложенной в пазы геликоидального кварцевого каркаса. К концам платиновой спирали приварены два вывода из платиновой проволоки, помещенные в кварцевые капилляры. По длине выводов установлены экранные шайбы из кварца. Чувствительный элемент вместе с выводами заключен в герметизированную кварцевую пробирку, заполненную чистым сухим воздухом. Кварцевая пробирка заканчивается металлической головкой, в которой закреплены подводящие провода.

Измерение электрического сопротивления термометра осуществляется по четырехпроводной схеме. Термометр имеет четыре вывода – два токовых и два потенциальных. В каждой паре выбор токовых и потенциальных выводов — произвольный.

Маркировка термометров выполнена в виде гравировки на головке термометра и содержит: обозначение термометра, заводской номер по принятой нумерации предприятия–изготовителя в формате не менее 4 арабских цифр, как показано на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на термометр не предусмотрено.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид термометра



Рисунок 2 — Место нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	1-й разряд	2-й разряд	3-й разряд
Разряд термометра			
Диапазон измерений температуры, °C	от -196 до +0,01 от +0,01 до +660,323		
градуировка А			
градуировка В			
Номинальное сопротивление при 0 °C, Ом	10,0±0,2		
Нестабильность термометров в тройной точке воды после отжига при температуре на 10 °C выше верхнего предела измерений, °C, не более	±0,002	±0,005	±0,01
Относительное сопротивление термометра при температуре плавления галлия, W(Ga), не менее	1,11807	1,11795	1,11795
Доверительные границы погрешности при доверительной вероятности 0,95 ¹⁾ , °C			
точка кипения азота (-196 °C (77 K))	±0,005	±0,02	±0,05
тройная точка воды (+0,01 °C)	±0,002	±0,01	±0,02
точка плавления галлия (+29,765 °C)	±0,002	±0,01	±0,02
точка затвердевания индия (+156,599 °C)	±0,005	±0,02	±0,03
точка затвердевания олова (+231,928 °C)	±0,005	±0,02	±0,03
точка затвердевания цинка (+419,527 °C)	±0,010	±0,02	±0,03
точка затвердевания алюминия (+660,323 °C)	±0,010	±0,03	±0,05
Электрическое сопротивление изоляции между выводами и корпусом термометров при температуре окружающей среды от +15 °C до +25 °C и относительной влажности воздуха от 45 % до 75 %, Ом, не менее	1·10 ⁸		
Длина погружаемой части, мм	555±5		

Наименование характеристики	Значение		
Разряд термометра	1-й разряд	2-й разряд	3-й разряд
Внешний диаметр охранной трубки, мм не более	6,8		
Материал погружаемой части	газонаплавленное прозрачное кварцевое стекло		
Масса, кг, не более	0,1		
Вероятность безотказной работы за 1000 ч или 50 циклов охлаждения - нагрев от (20±5)°C до максимальной температуры при доверительной вероятности Р=0,8, не менее	0,94		
Срок службы, лет, не менее	5		
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °C относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа	20±2 65±15 101,3±4		
1) Интерполяция значений погрешности в диапазоне температуры – линейная.			

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность термометра

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр сопротивления платиновый эталонный	ПТС-10М	1 шт.
Руководство по эксплуатации	Xd2.821.047РЭ	1 экз.
Паспорт	Xd2.821.047ПС	1 экз.
Футляр	Xd6.875.338	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Хд2.821.047РЭ «Термометры сопротивления эталонные ПТС-10М. Руководство по эксплуатации», раздел 9 «Порядок работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 (часть 1,2);

ГОСТ Р 51233-98 Термометры сопротивления платиновые эталонные 1 и 2 разрядов. Общие технические требования;

Технические условия ТУ 50.741-89 «Термометры сопротивления платиновые эталонные ПТС-10М. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Владимирский завод «Эталон»
(ООО «Владимирский завод «Эталон»)

ИНН 3327840405

Юридический адрес: 600005, г. Владимир, Промышленный пр-д, д. 2А, лит. А, помещ. 1

Телефон: (4922) 49-41-76, факс: (4922) 49-41-77

E-mail: omis@vladetalon.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Владимирский завод «Эталон»
(ООО «Владимирский завод «Эталон»)
ИНН 3327840405
Адрес: 600005, г. Владимир, Промышленный пр-д, д. 2А, лит. А, помещ. 1
Телефон: (4922) 49-41-76, факс: (4922) 49-41-77
E-mail: omis@vladetalon.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 66641-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ЗАО «КировТЭК», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 минут и данных о состоянии средств измерений;

хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет; обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;

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

обмен (передача и получение) результатами измерений, данными о состоянии средств измерений в различных форматах с организациями-участниками оптового и розничного рынков электрической энергии (далее – внешними организациями);

передача результатов измерений по электронной почте в XML-формате по программно-задаваемым адресам;

предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;

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

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения (далее – ИИК ТИ), включающий:

измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ);

измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН);

вторичные измерительные цепи;

счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий: сервер центра сбора и обработки данных АО «ЭСК» (далее – сервер АО «ЭСК») с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦентр»;

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

устройство синхронизации системного времени УССВ-2.

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 $S = U \cdot I$.

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

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

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ производят измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности с интервалом усреднения 30 минут, самодиагностику и запись результатов измерений (профилей нагрузки) и данных самодиагностики (журналов событий) в энергонезависимую встроенную память.

По запросу с сервера АО «ЭСК» с периодичностью один раз в 30 минут данные с ИК собираются в базу данных сервера АО «ЭСК».

Сервер АО «ЭСК» осуществляет сбор и обработку результатов измерений, расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер АО «ЭСК» осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с внешними организациями с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

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

Для обеспечения единого времени на средствах измерений, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии, сервер АО «ЭСК»), 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.

Базовыми устройствами СОЕВ являются устройство синхронизации времени типа УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой национального координированного времени UTS(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

Сервер АО «ЭСК» не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов сервера АО «ЭСК» относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду.

Сервер АО «ЭСК» не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера АО «ЭСК» превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 002 указывается в паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe amrc.exe amra.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.10.5.0 и выше 4.11.0.0 и выше 4.3.0.0 и выше 4.10.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Уровень защиты ПО «Альфа-ЦЕНТР» соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

№ ИК	Наименование присоединения	Измерительные компоненты				Вид эл. энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер		Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 1,3 с.ш. 6 кВ	ТШЛ-10 4000/5 0,5S Рег. № 3972-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	±1,9 ±2,9	±2,3 ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 2,4 с.ш. 6 кВ	ТШЛ-10 4000/5 0,5S Рег. № 3972-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
11	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 5 с.ш. 6 кВ	ТЛШ-10 4000/5 0,5S Рег. № 64182-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,3
12	ГПП-1 (ПС-170) 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ, 6 с.ш. 6 кВ	ТЛШ-10 4000/5 0,5S Рег. № 64182-16	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 0,5 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	± 2,9	± 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС-19 «Краснопу- тиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 4с 6 кВ, яч. № 403	ТОЛ-НТЗ-10 1500/5 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (IBM совместимый) с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная	±1,8	±2,2
						Реактивная	±2,7	±4,2
14	ПС-19 «Краснопу- тиловская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 3с 6 кВ, яч. № 303	ТОЛ-НТЗ-10 1500/5 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12		Активная	±1,8	±2,2
						Реактивная	±2,7	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС-19 «Краснопу- тильовская» 110/6 кВ КРУ-6 кВ, 4с 6 кВ, яч. № 405	ТОЛ-НТЗ-10 200/5 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-6 6000/√3/100/√3 0,2 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7-115)/(100-200) В класс точности: по активной энергии - 0,5S по реактивной энергии - 1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ ПЭВМ (ИВМ совместимый) с ПО «АЛЬФАЦЕНТР»	Активная Реактивная	± 1,8 ± 2,7	± 2,2 ± 4,2

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 указана для силы тока 5 % от I_{ном} cosφ = 0,8 инд.

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

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	7
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ частота, Гц Диапазон температур для компонентов системы, °C: - ТТ и ТН, счетчиков - УССВ, сервер	от 95 до 105 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,5 до 50,5 от +5 до +30 от +18 до +22
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее: счетчиков УССВ-2	165000 74500
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 30 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью дополнительного питания;
- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

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).

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;
сервер БД;
б) защита информации на программном уровне:
установка паролей на счетчиках электрической энергии;
установка пароля на сервер;
возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество. шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	4
	ТШЛ-10	4
	ТОЛ-НТЗ-10	9
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	4
	ЗНОЛП-НТЗ-6	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	7
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер центра сбора и обработки данных	АО «ЭСК»	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР» АС_UE	1
Паспорт	04/16.01.000 ПС	1
П р и м е ч а н и е – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения производятся в соответствии с документом 04/16.00.000 МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК», аттестованном ООО «ОКУ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311468 и документом 36667895.411711.2402-01.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «КировТЭК» в части измерительных каналов №№ 13-15», аттестованном ФБУ «Тест-С.-Петербург», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314421.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 7805060502

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, пр-кт Стачек, д. 47

Тел. (812) 302-60-06

Факс (812) 326-56-10

E-mail: www.kirovtek.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Екатерингофский, ул. Курляндская, д. 1, лит. А

Телефон: (812) 244-62-28, 244-12-75

Факс: (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 85106-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-242 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

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

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

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-242, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 088 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2 указана для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для ИК № 3 для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для ИК № 3 коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2 для ИК № 3 коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УССВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	74500
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 30 3,5

Надежность системных решений:
защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.
В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадаания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТТК-100	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.04Т	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.043 с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-242», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7814148471

Юридический адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

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

Телефон (факс): (812) 380-61-31

Web-сайт: lenta.com

E-mail: info@lenta.com

Испытательный центр

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Томскнефтехим»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-3, технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее по тексту – 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. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка. АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту – ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при наличии расхождении часов сервера БД и времени УССВ. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов сервера БД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов сервера БД и часов счетчиков более чем на ± 2 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1012) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» 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	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ, яч.11	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,8	±4,1 ±7,1
2	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.12	ТПОЛ10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
3	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.14	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
4	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЦ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.66	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 47958-11 ТПОЛ10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
6	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.72	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
7	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.73	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
8	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-3 (С-115)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 300/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
9	ПС 110 кВ ГПП-14, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 50/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
10	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S КТТ 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ ГПП-2, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
12	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
13	ПС 110 кВ ГПП-2, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
14	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ С-134	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
15	ПС 110 кВ ГПП-14, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТБМО-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2S Ктт 50/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03	Ресурс-Е4-1-А-н Кл. т. 0,2S/1,0 Рег. № 57460-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,5	±1,7 ±5,9
16	ПС 10 кВ ТП-137, ЗРУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП-11 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 2Т	ТТЕ Кл. т. 0,5S КТТ 2500/5 Рег. № 73808-19	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
18	ТП-38 10 кВ, РУ-10 кВ, яч.2/2	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
19	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.30	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 30709-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
20	ПС 110 кВ ГПП-2, ЗРУ-10 кВ, яч.50	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 30709-11	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 4947-75	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
21	ВРУ-1 0,4 кВ МСУ-74, ввод 0,4 кВ	ТОП Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
22	ВРУ-0,4 кВ Сибванпром, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART2-03 Р Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,2 ±7,3
23	ТП-133 10 кВ, РУ-0,4 кВ, п.1	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
24	ТП-133 10 кВ, РУ-0,4 кВ, п.7	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S КТТ 500/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ТП-38 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 8	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,2	±5,0 ±11,1
26	ТП-38 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 10	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
27	ВРУ 0,4 кВ кор.1006, ПР-1, QF-6	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, 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 $I=0,02 (0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1-27 от минус 40 до плюс 55 °С.

4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.

6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	27
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, ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –40 до +35 от –40 до +55 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 45000 2 35000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации: о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ ООО «Томскнефтехим» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ	3
Трансформаторы тока шинные	ТНШЛ-0,66	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	3
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	1
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	24
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М.17	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД.05	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ART2-03 Р	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Ресурс-Е4-1-А-н	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1012 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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 «Томскнефтехим», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7017075536

Юридический адрес: 634067, Томская обл., г.Томск, Кузовлевский тракт, д. 2, стр. 202

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации» (ООО «ПИКА»)
ИНН 3328009874
Адрес: 600016, г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 54855-13

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Джубгинской ТЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Джубгинской ТЭС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» (УСПД) (рег. № 17049-19) с встроенным приемником сигналов точного времени, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер, АРМ (автоматизированные рабочие места), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений ПАК ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» - РДУ в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом (закрытие механических замков, пломбирование) и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

УСПД, по проводным линиям связи считывает значения мощностей и текущие показания счетчиков и хранение измерительной информации.

Сервер, с периодичностью не реже одного раза в сутки, по сети Ethernet (основной канал) опрашивает УСПД и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий, также в нём осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1 так, как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования). Считанные значения записываются в базу данных (под управлением PostgreSQL server).

Сервер, в автоматическом или ручном режиме 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят: счетчики электроэнергии, УСПД (с встроенным приемником сигналов точного времени), сервер.

Синхронизация времени УСПД от приемника точного времени происходит ежесекундно.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 3 с.

Точность хода часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО СБД, ПО АРМ.

Программные средства СБД уровня ИВК включают операционную систему, сервисные программы, программы обработки текстовой информации (Libre Office, Kate), ПО систем управления базами данных (СУБД) и ПК «Энергосфера». Программные средства АРМ включают операционную систему, программы обработки текстовой информации (R7 – Office, Kate) и клиентское ПО «Энергосфера».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Linux – подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» libpso_metr.so
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ иик	Наименование ИИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБКЭ (УСПД)
1	Г-1 10МКА	JKQ870C 8000/1 Кл.т. 0,2S рег. № 41964-09	TJC6-G (10500/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 рег. № 49111 -12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19
2	Г-2 20МКА	JKQ870C 8000/1 Кл. т. 0,2S рег. № 41964-09	ЗНОЛП-ЭК-10 М1 (10500/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 рег. № 47583-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19
3	ВЛ 220кВ Шепси	ТГ-220 600/1 Кл. т. 0,2S рег. № 91460-24	SVR-20 (220000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 рег. № 51365-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19
4	ВЛ 220кВ Горячий ключ	ТГ-220 600/1 Кл. т. 0,2S рег. № 91460-24	SVR-20 (220000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл. т. 0,2 рег. № 51365-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19

Продолжение таблицы 2

№ иик	Наименование ИИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
5	ВЛ 110кВ Архипо-Осиповка	ТГ-110 600/1 Кл. т. 0,2S рег. № 91459-24	SVR-10 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 рег. № 51365-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19
6	ВЛ 110кВ Джубга	ТГ-110 600/1 Кл. т. 0,2S рег. № 91459-24	SVR-10 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 рег. № 51365-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19
7	ВЛ 110кВ Лермонтово	ТГ-110 600/1 Кл. т. 0,2S рег. № 91459-24	SVR-10 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,2 рег. № 51365-12	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 рег. № 17049-19

Примечания:
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа.
3. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)			
		$\delta_{1(2)} \%, I_{1(2)} \leq I_{изм} \leq I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \leq I_{изм} \leq I_{20} \%$	$\delta_{20} \%, I_{20} \leq I_{изм} \leq I_{100} \%$	$\delta_{100} \%, I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1-7 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)			
		$\delta_{1(2)} \%, I_{1(2)} \leq I_{изм} \leq I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \leq I_{изм} \leq I_{20} \%$	$\delta_{20} \%, I_{20} \leq I_{изм} \leq I_{100} \%$	$\delta_{100} \%, I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1-7 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±3,7	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,2	±1,4	±1,1	±1,1

Примечания:
1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С - ТТ и ТН - счетчиков - УСПД - ИВК	от 98 до 102 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,85 до 50,15 от +15 до +25 от +15 до +25 от +15 до +25 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от -40 до +50 от +5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 75000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	35 5 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	JKQ870C	6
	ТГ-110	9
	ТГ-220	6
Трансформатор напряжения	SVR-10	6
	SVR-20	6
	TJC6-G	3
	ЗНОЛП-ЭК-10 М1	3
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.16	7
Промконтроллер	ЭКОМ 3000	1
«Сервер»	ARIS 6820	2
АРМ диспетчера	стационарный ПК	10
Устройство синхронизации времени	В составе ЭКОМ	1
«Операционная система»	Astre Linux SE	1
«Специализированное ПО»	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	-	1
Паспорт - формуляр	55181848.422222.193ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Дзубгинской ТЭС». Методика измерений аттестована

ООО «Стандарт ЭС» 31.10.2019 г., уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312818.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ОТКРЫТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ 98»
(ЗАО «ОТКРЫТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ 98»)

ИНН 7729376075

Юридический адрес: 115280, г. Москва, ул. Ленинская слобода, д. 19, стр. 6

Телефон: +7 (495) 787-70-27

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 пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30010-10.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 344000, г. Ростов-на-Дону, пр-кт. Соколова, д. 58/173

Телефон: +7 (863)290-44-88

Факс: +7 (863)291-08-02

E-mail: info@rostesm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30042-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 67431-17

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-36, г. Ульяновск, пр-т Созидателей, д. 112

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» Л-36, г. Ульяновск, пр-т Созидателей, д. 112 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, её обработку и хранение.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной

информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача информации от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «Лента» Л-36, г. Ульяновск, пр-т Созидателей, д. 112, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 044 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	Счетчики	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лен- та, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Пан.4	ТТИ-85 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
2	ГРЩ-0,4 кВ ТЦ Лен- та, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Пан.6	ТТИ-85 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Активная	1,1	2,0
						Реактивная	1,8	3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								±5 с

Примечания:

- В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока измерительный на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-85	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	АСВЭ 146.00.000.044 ФО с Изменением № 1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Л-36, г. Ульяновск, пр-т Созидателей, д. 112 для оптового рынка электроэнергии», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде ФР.1.34.2018.30871.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учёт Проект»
(ООО «АКУП»)

ИНН 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д. 31/42

Телефон: (4932) 32-84-85

Факс: (4932) 41-60-79

E-mail: post@csm.ivanovo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311781.

в части вносимых изменений

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

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи сигналов измерительные нормирующие НПСИ серии NNN

Назначение средства измерений

Преобразователи сигналов измерительные нормирующие НПСИ серии NNN (в дальнейшем преобразователи), предназначены для преобразования сигналов от термоэлектрических преобразователей, термопреобразователей сопротивления, а также сигналов напряжения и тока, сопротивления, частотно-временных параметров сигналов, поступающих от первичных датчиков, в унифицированный выходной сигнал постоянного тока или напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей сигналов НПСИ серии NNN основан на измерении сигналов от первичных датчиков и преобразования их в унифицированный выходной сигнал постоянного тока (напряжения) или передачи сигнала по интерфейсу RS-485 по протоколу ModBus RTU.

Преобразователи сигналов НПСИ серии NNN собраны в компактных пластиковых корпусах для монтажа на DIN-рейку типа NS 35/7,5/15 по EN 50022 внутри шкафов автоматики и в шкафах низковольтных комплектных устройств.

Преобразователи сигналов НПСИ серии NNN выпускаются в различных модификациях, которые отличаются наличием или отсутствием индикации и интерфейса управления, наличием или отсутствием гальванической изоляции, наличием или отсутствием выхода по интерфейсу RS-485, а также типом корпуса.

Общая система обозначений преобразователей:

НПСИ серии NNN-X1-X2-X3-X4

Расшифровка системы обозначений приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Система обозначений преобразователей:

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
NNN	Серия преобразователей
Пусто	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодного табло, базовые модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ТП	Термопары (напряжение)
ТС	Термопреобразователи сопротивления (сопротивление)
УВ	Универсальный вход: сигналы термопар и термопреобразователей сопротивления, унифицированные сигналы напряжения, тока и сопротивления

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
УНТ	Унифицированные сигналы напряжения и тока
ДНТВ	Действующие значения «высокого» напряжения и тока
ДНТН	Действующие значения «низкого» напряжения и тока
ПМХ	Сигналы потенциометра, положение движка потенциометра, X- максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
ЧВ	Частотно-временные параметры дискретных и аналоговых сигналов
ЧС	Частота сети переменного тока
МС	Полная, активная, реактивная мощность потребителей в однофазной сети, действующие значения тока и напряжения
X2	Наличие и число выходов сигнализации
С	Сигнализация есть
0	Сигнализации нет
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
М0	Базовая серийная модификация
МХ	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
100	Преобразователи без гальванической развязки, фиксированный тип и диапазон преобразования, базовые модификации
10X	Преобразователи без гальванической развязки, фиксированный тип и диапазон преобразования, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ПМХ	Положение движка потенциометра, X – максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
УНТ(X/Y)	Унифицированные сигналы напряжения и тока, X и Y – обозначения входов и выходов
ЧВ(X)	Частотно-временные параметры цифровых и аналоговых сигналов, X – обозначения типа и диапазона входа
pH	pH-метрия
КП	Катодный потенциал
X2	Наличие и число выходов сигнализации
NC	N выходов сигнализаций, (N=0 – сигнализации нет)
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
М0	Базовая серийная модификация
МХ	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
110	Преобразователи без гальванической развязки, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодных индикаторов, базовые модификации
11X	Преобразователи без гальванической развязки, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодных индикаторов, X=1, 2,...9 функциональные

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
	и конструктивные модификации
150	Преобразователи без гальванической развязки, конфигурирование с помощью USB, базовые модификации
15X	Преобразователи без гальванической развязки, конфигурирование с помощью USB, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ТПН	Термопары (напряжения)
ТСН	Термопреобразователи сопротивления (сопротивление)
УВН	Универсальный вход, сигналы термопар и термометров сопротивления, унифицированные сигналы напряжения и тока
TMN	Сигналы с тензомоста
ПМХ/Н	Сигналы потенциометра, положение движка потенциометра, X - максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
ЧВН	Частотно-временные параметры цифровых и аналоговых сигналов
pНН	pН-метрия
КПН	Катодный потенциал
ВМ	Вакуумметрия
N	Число каналов входа-выхода (если ПУСТО, считается 1 канал и N = 1)
X2	Наличие и число выходов сигнализации
NC	N выходов сигнализаций, (N = 0 - сигнализации нет)
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
M0	Базовая серийная модификация
MX	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
200	Преобразователи с гальванической развязкой, фиксированный тип и диапазон преобразования, базовые модификации
20X	Преобразователи с гальванической развязкой, фиксированный тип и диапазон преобразования, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ПМХ/Н	Сигналы потенциометра, X – максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
ГРН	Питание и гальваническая развязка токового сигнала, N – число каналов
ГРm.n	Питание, разветвление (размножение) и гальваническая развязка токового сигнала, n – кратность разветвления (размножения)
ГРТПН	Гальваническая развязка токовой петли, N – число каналов
ДТ(X)	Действующие значения постоянного и переменного тока
ДН(X)	Действующие значения напряжения постоянного и переменного тока
pНm.n	pН-метрия
КПm.n	Катодный потенциал
m.n	Число входов m и выходов n
N	Число каналов входа-выхода (если ПУСТО, считается 1 канал и N = 1)
X2	Наличие и число выходов сигнализации

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
NC	N выходов сигнализаций, (N=0 – сигнализации нет)
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
M0	Базовая серийная модификация
MX	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
210	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодных индикаторов, базовые модификации
21X	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодных индикаторов, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ТПН	Термопары (напряжения)
TCN	Термопреобразователи сопротивления (сопротивление)
UBN	Универсальный вход, сигналы термопар и термометров сопротивления, унифицированные сигналы напряжения и тока
TMN	Сигналы с тензомоста
ПМХ/Н	Сигналы потенциометра, положение движка потенциометра, X – максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм, например, 10 или 100
УНТ	Унифицированные сигналы напряжения и тока
ЧВН	Частотно-временные параметры цифровых и аналоговых сигналов
рНН	рН-метрия
КПН	Катодный потенциал
ВМ	Вакуумметрия
N	Число каналов входа-выхода (если ПУСТО, считается 1 канал и N = 1)
X2	Наличие и число выходов сигнализации
NC	N выходов сигнализаций, (N = 0 – сигнализации нет)
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
M0	Базовая серийная модификация
MX	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
230	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодного табло, базовые модификации
23X	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью кнопок и светодиодного табло, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ТП	Термопары (напряжения)
ТС	Термопреобразователи сопротивления (сопротивление)
УВ	Универсальный вход, сигналы термопар и термометров сопротивления,

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
	унифицированные сигналы напряжения и тока
ТМ	Сигналы с тензомоста
ПМХ	Сигналы потенциометра, X – максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
УНТ	Унифицированные сигналы напряжения и тока
ДНТВ	Действующие значения высокого напряжения и тока
ДНТН	Действующие значения низкого напряжения и тока
ЧВ	Частотно-временные параметры цифровых и аналоговых сигналов
ЧС	Частота сети переменного тока
МС1	Полная, активная, реактивная мощность потребителей в электрической сети, действующие значения тока и напряжения
рН	рН-метрия
КП	Катодный потенциал
X2	Наличие и число выходов сигнализации
NC	N выходов сигнализаций, (N = 0 – сигнализации нет)
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания $\approx$ 24 В
X4	Модификация преобразователя
M0	Базовая серийная модификация
MX	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
250	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью USB, базовые модификации
25X	Преобразователи с гальванической развязкой, конфигурирование с помощью USB, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ТПm.n	Термопары (напряжения)
ТСm.n	Термопреобразователи сопротивления (сопротивление)
УВm.n	Универсальный вход, сигналы термопар и термометров сопротивления, унифицированные сигналы напряжения и тока
ТМm.n	Сигналы с тензомоста
УНТm.n	Унифицированные сигналы напряжения и тока
ДНТВm.n	Действующие значения высокого напряжения и тока
ДНТНm.n	Действующие значения высокого напряжения и тока
ПМХm.n	Сигналы потенциометра, положение движка потенциометра, X - максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
ЧВm.n	Частотно-временные параметры цифровых и аналоговых сигналов
МСm.n	Полная, активная, реактивная мощность потребителей в электрической сети, действующие значения тока и напряжения
рНm.n	рН-метрия
КПm.n	Катодный потенциал
ВМm.n	Вакуумметрия
m.n	Число входов m и выходов n
X2	Наличие и число выходов сигнализации
NC	N выходов сигнализаций, (N = 0 – сигнализации нет)

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
M0	Базовая серийная модификация
MX	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)
NNN	Серия преобразователей
500	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня RS-485, Modbus RTU, базовые модификации
50X	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня RS-485, Modbus RTU, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
510	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня Ethernet
51X	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня Ethernet, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
520	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня CAN
52X	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня CAN, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
530	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсами верхнего уровня RS-485 и Ethernet
53X	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование по USB, с интерфейсами верхнего уровня RS-485 и Ethernet, X=1, 2,...9 функциональные и конструктивные модификации
5XX	Преобразователи с гальванической изоляцией, конфигурирование с интерфейсом верхнего уровня
X1	Тип измеряемого сигнала или параметра
ТПm.n	Термопары (напряжения)
ТСm.n	Термопреобразователи сопротивления (сопротивление)
УВm.n	Универсальный вход, сигналы термопар и термометров сопротивления, унифицированные сигналы напряжения и тока
ТМm.n	Сигналы с тензомоста
УНТm.n	Унифицированные сигналы напряжения и тока
ДНТВ/ДНТНm.n	Действующие значения высокого напряжения и тока
ЧВ/ЧСm.n	Частотно-временные параметры цифровых и аналоговых сигналов
ПМХm.n	Сигналы потенциометра, положение движка потенциометра, X - максимально допустимое номинальное сопротивление потенциометра в кОм
МСm.n	Полная, активная, реактивная мощность потребителей в электрической сети, действующие значения тока и напряжения
рНm.n	рН-метрия
КПm.n	Катодный потенциал
ВМm.n	Вакуумметрия
m.n	Число входов m и выходов n
X2	Наличие и число выходов сигнализации
NC	N выходов сигнализаций, (N = 0 - сигнализации нет)

Тип входного сигнала	Наименование характеристики
X3	Напряжение питания
220	Номинальное напряжение питания переменного тока ~220 В
24	Номинальное напряжение питания =24 В
X4	Модификация преобразователя
M0	Базовая серийная модификация
MX	Модификация по индивидуальному заказу потребителя (код согласуется при заказе)

Типы входных сигналов и датчиков устанавливаются с помощью кнопок управления на передней панели преобразователей и цифрового индикатора, а также у отдельных модификаций по интерфейсу USB.

Общий вид преобразователей сигналов измерительных нормирующих НПСИ серии NNN представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид преобразователей сигналов измерительных нормирующих НПСИ серии NNN

Заводской номер преобразователей наносится на маркировочную наклейку (шильдик) типографским способом в виде цифрового кода, состоящего из восьми арабских цифр, расположенную на правой боковой панели преобразователя.

Общий вид преобразователей с указанием мест нанесения наклейки контроля вскрытия (заказчика), мест нанесения заводского номера и знака утверждения типа, представлен на рисунке 2. Конструкция преобразователей не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.



Рисунок 2 – Общий вид преобразователей с указанием мест нанесения наклейки контроля вскрытия (заказчика), места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (в тех модификациях, в которых оно имеется) содержит метрологически значимую часть.

Встроенное программное обеспечение выполняет следующие функции:

- производит обработку измеренной информации, поступающей от аппаратной части модулей;
- формирует массивы данных и сохраняет их в энергонезависимой памяти;
- отображает измеренные значения на индикаторе;
- формирует ответы на запросы, поступающие по интерфейсам связи.

Доступ к параметрам через цифровые интерфейсы связи ограничен при помощи паролей на чтение и запись. Программное обеспечение, а также значения параметров, влияющих на метрологические характеристики приборов, невозможно изменить, через доступные потребителю цифровые интерфейсы без вскрытия корпуса прибора и без повреждения наклеек контроля вскрытия.

Метрологически значимая часть программного обеспечения защищена при помощи контрольной суммы, рассчитываемой при помощи алгоритма CRC16. Контрольная сумма метрологически значимой части хранится в энергонезависимой памяти прибора и доступна для просмотра. Способ просмотра зависит от модификации и указан в паспортах на приборы.

Система диагностики преобразователей контролирует совпадение записанной контрольной суммы и рассчитанной при обнаружении ошибок, преобразователь переходит в аварийный режим работы.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО преобразователей и измерительную информацию.

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

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения преобразователей модификации НПСИ-5XX-X-X-X-X, в зависимости от типа измеряемого сигнала, приведены в таблице 2.

Таблица 2- Идентификационные данные программного обеспечения

Тип входного сигнала	Идентификационные данные	Значение
ТП	Идентификационное наименование ПО	АТР.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 04
	Цифровой идентификатор ПО	0x3C8B
ТС	Идентификационное наименование ПО	АТС.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0x237A
УВ	Идентификационное наименование ПО	AUV.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0xF57D
УНТ	Идентификационное наименование ПО	AUNT.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 04
	Цифровой идентификатор ПО	0x3DCF
ДНТВ	Идентификационное наименование ПО	ADNTV.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 04
	Цифровой идентификатор ПО	0x4F1C
ДНТН	Идентификационное наименование ПО	ADNTN.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 04
	Цифровой идентификатор ПО	0xBC6A
ЧВ	Идентификационное наименование ПО	AFV.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0x58D4
ЧС	Идентификационное наименование ПО	AFC.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0xF4DD
МС	Идентификационное наименование ПО	AMC.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 04
	Цифровой идентификатор ПО	0x9FC1
МС1	Идентификационное наименование ПО	AMC1.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0x9AC3
МС3	Идентификационное наименование ПО	AMC3.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	x9CB2
ПМХ	Идентификационное наименование ПО	APM.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0xA5C2
ТМ	Идентификационное наименование ПО	ATM.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 03
	Цифровой идентификатор ПО	0x9DC1
КП	Идентификационное наименование ПО	AKP.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 02
	Цифровой идентификатор ПО	0xA1B1
ВМ	Идентификационное наименование ПО	ABM.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 02
	Цифровой идентификатор ПО	0xA3D2
рН	Идентификационное наименование ПО	APH.bin
	Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 02
	Цифровой идентификатор ПО	0x9B3A

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3- Метрологические характеристики

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
Пределы допускаемой основной приведенной (к верхнему пределу диапазона) погрешности ($\delta_{осн}$) преобразований, при измерении сигналов напряжения, тока и сопротивления разных модификаций преобразователей, %				$\pm 0,1$
Пределы допускаемой основной приведенной (к верхнему пределу диапазона) погрешности ($\delta_{осн}$) преобразований, при измерении сигналов, %				
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-ТП-X-X-X				
Напряжение постоянного тока, U	1	1* ¹	(-75...+75) мВ	$\pm 0,1$
		2	(-50...+50) мВ	$\pm 0,1$
		3	(-20...+20) мВ	$\pm 0,1$
		4	(0...75) мВ	$\pm 0,1$
		5* ¹	(0...50) мВ	$\pm 0,1$
		6	(0...20) мВ	$\pm 0,15$
- термопары с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001				
Хромель-алюмель, ХА(К)	2	1	(-150...+1300) °C	$\pm 0,1$
		2	(-150...+600) °C	$\pm 0,1$
		3	(-150...+300) °C	$\pm 0,15$
		4	(0...1300) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...1200) °C	$\pm 0,1$
		6	(0...900) °C	$\pm 0,1$
		7	(0...600) °C	$\pm 0,15$
		8	(0...300) °C	$\pm 0,2$
Хромель-копель, ХК(L)	3	1	(-150...+800) °C	$\pm 0,1$
		2	(-150...+600) °C	$\pm 0,1$
		3	(-150...+400) °C	$\pm 0,1$
		4	(0...600) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...400) °C	$\pm 0,15$
Нихросил-нисил, ХА(К)	4	1	(-150...+1300) °C	$\pm 0,1$
		2	(-150...+1200) °C	$\pm 0,1$
		3	(-150...+600) °C	$\pm 0,15$
		4	(0...1300) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...1200) °C	$\pm 0,1$
		6	(0...600) °C	$\pm 0,15$
		7	(300...1300) °C	$\pm 0,1$
Железо-константан, ЖК(J)	5	1	(-150...+1200)	$\pm 0,1$
		2	(-150...+900) °C	$\pm 0,1$
		3	(-150...+700) °C	$\pm 0,1$
		4	(0...1200) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...900) °C	$\pm 0,1$
		6	(0...700) °C	$\pm 0,1$
Платина-10 %, Родий/Платина, ПП(S)	6	1	(0...1600) °C	$\pm 0,15$
		2	(0...1300) °C	$\pm 0,15$
		3	(0...900) °C	$\pm 0,2$

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
Платина-13 %, Родий/Платина, ПП(S)	7	1	(0...1600) °C	±0,15
		2	(0...1300) °C	±0,15
		3	(0...900) °C	±0,2
Платина-30 %, Родий/Платина-6 % ПП(S)	8	1	(300...1800) °C	±0,2
		2	(300...1600) °C	±0,2
		3	(300...1200) °C	±0,25
Медь/константан, МК(T)	9	1	(-150...+400) °C	±0,1
		2	(-150...+300) °C	±0,15
		3	(-150...+200) °C	±0,15
		4	(0...400) °C	±0,1
		5	(0...300) °C	±0,15
		6	(0...200) °C	±0,2
Хромель/константан, ХКн(E)	10	1	(-150...+900) °C	±0,15
		2	(-150...+700) °C	±0,1
		3	(0...900) °C	±0,1
		4	(0...700) °C	±0,1
		5	(0...500) °C	±0,1
		6	(0...300) °C	±0,15
Вольфрам-рений, ВР(A-1)	11	1	(0...2500) °C	±0,1
		2	(0...2200) °C	±0,15
		3	(0...1600) °C	±0,15
Вольфрам-рений, ВР(A-2)	12	1	(0...1800) °C	±0,15
		2	(0...1600) °C	±0,15
		3	(0...1200) °C	±0,15
Вольфрам-рений, ВР(A-3)	13	1	(0...1800) °C	±0,15
		2	(0...1600) °C	±0,15
		3	(0...1200) °C	±0,15
РС-20	14	1	(900...2000) °C	±0,1
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-TC-X-X-X				
Сопротивление, R	1	1	(0...4800) Ом	±0,1
		2	(0...2400) Ом	±0,1
		3	(0...1200) Ом	±0,1
		4	(0...600) Ом	±0,1
		5	(0...300) Ом	±0,1
		6	(0...150) Ом	±0,1
- термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651-2009				
100 М, (α=0,00428 °C ⁻¹)	2	1	(-180...+100) °C	±0,1
		2	(-50...+50) °C	±0,1
		3	(-50...+100) °C	±0,1
		4	(-50...+150) °C	±0,1
		5	(0...50) °C	±0,25
		6	(0...100) °C	±0,1
100 М, (α=0,00428 °C ⁻¹)	2	7	(0...150) °C	±0,1
		8	(0...200) °C	±0,1

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
50 М, ($\alpha=0,00428 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	3	1	(-180...+100) °C	$\pm 0,1$
		2	(-50...+50) °C	$\pm 0,25$
		3	(-50...+100) °C	$\pm 0,1$
		4	(-50...+150) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...50) °C	$\pm 0,25$
		6	(0...100) °C	$\pm 0,1$
		7	(0...150) °C	$\pm 0,1$
		8	(0...200) °C	$\pm 0,1$
100 П, ($\alpha=0,00391 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	4	1	(-200...+100) °C	$\pm 0,1$
		2	(-50...+50) °C	$\pm 0,1$
		3	(-50...+100) °C	$\pm 0,1$
		4	(-50...+150) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...50) °C	$\pm 0,25$
		6	(0...100) °C	$\pm 0,1$
		7	(0...150) °C	$\pm 0,1$
		8	(0...180) °C	$\pm 0,1$
		9	(0...200) °C	$\pm 0,1$
		10	(0...300) °C	$\pm 0,1$
		11	(0...500) °C	$\pm 0,1$
		12	(0...750) °C	$\pm 0,1$
		13	(0...850) °C	$\pm 0,1$
50 П, ($\alpha=0,00391 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	5	1	(-200...+100) °C	$\pm 0,1$
		2	(-50...+50) °C	$\pm 0,1$
		3	(-50...+100) °C	$\pm 0,1$
		4	(-50...+150) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...50) °C	$\pm 0,25$
		6	(0...100) °C	$\pm 0,1$
		7	(0...150) °C	$\pm 0,1$
		8	(0...180) °C	$\pm 0,1$
		9	(0...200) °C	$\pm 0,1$
		10	(0...300) °C	$\pm 0,1$
		11	(0...500) °C	$\pm 0,1$
		12	(0...750) °C	$\pm 0,1$
		13	(0...850) °C	$\pm 0,1$
Pt 100, ($\alpha=0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	6	1	(-200...+100) °C	$\pm 0,1$
		2	(-50...+50) °C	$\pm 0,1$
		3	(-50...+100) °C	$\pm 0,1$
		4	(-50...+150) °C	$\pm 0,1$
		5	(0...+50) °C	$\pm 0,25$
		6	(0...+100) °C	$\pm 0,1$
		7	(0...+150) °C	$\pm 0,1$
		8	(0...+180) °C	$\pm 0,1$
Pt 100, ($\alpha=0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	6	9	(0...+200) °C	$\pm 0,1$
		10	(0...+300) °C	$\pm 0,1$
		11	(0...+500) °C	$\pm 0,1$
		12	(0...+750) °C	$\pm 0,1$

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
		13	(0...+850) °C	±0,1
Pt 500, ($\alpha=0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	7	1	(-200...+100) °C	±0,1
		2	(-50...+50) °C	±0,1
		3	(-50...+100) °C	±0,1
		4	(-50...+150) °C	±0,1
		5	(0...50) °C	±0,25
		6	(0...100) °C	±0,1
		7	(0...150) °C	±0,1
		8	(0...180) °C	±0,1
		9	(0...200) °C	±0,1
		10	(0...300) °C	±0,1
		11	(0...500) °C	±0,1
		12	(0...750) °C	±0,1
		13	(0...850) °C	±0,1
Pt 1000, ($\alpha=0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	8	1	(-200...+100) °C	±0,1
		2	(-50...+50) °C	±0,1
		3	(-50...+100) °C	±0,1
		4	(-50...+150) °C	±0,1
		5	(0...50) °C	±0,1
		6	(0...100) °C	±0,1
		7	(0...150) °C	±0,1
		8	(0...180) °C	±0,1
		9	(0...200) °C	±0,1
		10	(0...300) °C	±0,1
		11	(0...500) °C	±0,1
		12	(0...750) °C	±0,1
		13	(0...850) °C	±0,1
100 H, ($\alpha=0,00617 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	9	1	(-60...+100) °C	±0,1
		2	(-50...+50) °C	±0,1
		3	(-50...+100) °C	±0,1
		4	(-50...+150) °C	±0,1
		5	(0...+50) °C	±0,1
		6	(0...+100) °C	±0,1
		7	(0...+150) °C	±0,1
		8	(0...+180) °C	±0,1
500 H, ($\alpha=0,00617 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)	10	1	(-60...+100) °C	±0,1
		2	(-50...+50) °C	±0,1
		3	(-50...+100) °C	±0,1
		4	(-50...+150) °C	±0,1
		5	(0...50) °C	±0,1
		6	(0...100) °C	±0,1

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
500 Н, ($\alpha=0,00617\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)	10	7	(0...150) °C	±0,1
		8	(0...180) °C	±0,1
1000 Н, ($\alpha=0,00617\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)	11	1	(-60...+100) °C	±0,1
		2	(-50...+50) °C	±0,1
		3	(-50...+100) °C	±0,1
		4	(-50...+150) °C	±0,1
		5	(0...50) °C	±0,1
		6	(0...100) °C	±0,1
		7	(0...150) °C	±0,1
		8	(0...180) °C	±0,1
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-УВ-Х-Х-Х				
- унифицированные сигналы по ГОСТ 26.011-80				
Напряжение постоянного тока, U	1	1* ¹	(0...50) мВ	±0,1
		2	(0...1000) мВ	±0,1
3		(0...5) мА	±0,1	
4* ²		(0...20) мА	±0,1	
5* ²		(4...20) мА	±0,1	
Постоянный ток, I				
- термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651-2009				
Сопротивление, R	2	1* ³	(0...150) Ом	±0,1
		2* ³	(0...300) Ом	±0,1
		3* ³	(0...600) Ом	±0,1
- термопары с НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001				
Хромель-алюмель, ХА(К)	3	1	(-150...+1300) °C	±0,1
Хромель-копель, ХК(L)		2	(-150...+1300) °C	±0,1
Нихросил-нисил, НН(N)		3	(-150...+1300) °C	±0,1
Железо-константан, ЖК(J)		4	(-150...+1200) °C	±0,1
Платина-10 %, Родий/Платина, ПП(S)		5	(0...1600) °C	±0,15
Платина-13 %, Родий/Платина, ПП(R)		6	(0...1600) °C	±0,15
Платина-30%, Родий/Платина-6%, Родий, ПР(B)		7	(300...1800) °C	±0,2
Медь/константан, МК(T)		8	(-150...+400) °C	±0,1
Хромель/константан, ХКн(E)		9	(-150...+900) °C	±0,15
Вольфрам-рений, ВР(A-1)		10	(0...2500) °C	±0,1
Вольфрам-рений, ВР(A-2)		11	(0...1800) °C	±0,15
Вольфрам-рений, ВР(A-3)		12	(0...1800) °C	±0,15
Хромель-алюмель, ХА(K)		13	(0...300) °C	±0,1

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
- термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651-2009				
100М ($\alpha=0,00428\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)	4	1	(-180... +200) °C	±0,1
50М ($\alpha=0,00428\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)		2	(-180... +200) °C	±0,1
100П($\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)		3	(-200... +850) °C	±0,1
50П($\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)		4	(-200... +850) °C	±0,1
Pt100 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$)		5	(-200... +850) °C	±0,1
преобразователи модификации НПСи серии NNN-УНТ-X-X-X				
- унифицированные сигналы по ГОСТ 26.011-80				
Напряжение постоянного тока, U	1	1	(0...1) В	±0,1
		2	(-1...+1) В	±0,1
		3	(0...10) В	±0,1
		4	(-10...10) В	±0,1
Постоянный ток, I	2	1	(0...5) мА	±0,1
		2* ²	(0...20) мА	±0,1
		3* ²	(4...20) мА	±0,1
		4	(-20...20) мА	±0,1
преобразователи модификации НПСи серии NNN-ДН-X-X-X				
Напряжение переменного тока, U	1	1	(0...150) В	±0,5
		2	(0...300) В	±0,5
		3	(0...400) В	±0,5
		4	(0...500) В	±0,5
преобразователи модификации НПСи серии NNN-ДТ-X-X-X				
Переменный ток, I	2	1	(0...1) А	±0,5
		2	(0...5) А	±0,5
преобразователи модификации НПСи серии NNN-ДНТВ-X-X-X				
Напряжение переменного тока, U	1	1	(0...150) В	±0,5
		2	(0...300) В	±0,5
		3	(0...400) В	±0,5
		4	(0...500) В	±0,5
Переменный ток, I	2	1	(0...1) А	±0,5
		2	(0...2,5) А	±0,5
		3	(0...5) А	±0,5
преобразователи модификации НПСи серии NNN-ДНТН-X-X-X				
Напряжение переменного тока, U	1	1	(0...1) В	±0,5
		2	(0...10) В	±0,5
		3	(0...25) В	±0,5
		4	(0...50) В	±0,5
Переменный ток, I	2	1	(0...1) А	±0,5
		2	(0...2,5) А	±0,5
		3	(0...5) А	±0,5
преобразователи модификации НПСи серии NNN-МС-X-X-X				
Напряжение постоянного и переменного тока, U	1	1	(0...150) В	±0,5
		2	(0...300) В	±0,5
		3	(0...450) В	±0,5
Постоянный и переменный	2	1	(0...1) А	±0,5

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
Ток, I		2	(0...5) А	±0,5
Полная мощность нагрузки постоянного и переменного тока, S	3	1	(0...2250) В·А	±0,5
Активная мощность нагрузки промышленной сети, Р	4	1	(0...2250) Вт	±0,5
Реактивная мощность нагрузки промышленной сети, Q	5	1	(0...2250) вар	±0,5
Коэффициент мощности нагрузки промышленной сети, cos φ	6	1	(0...1)	±0,5
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-MC1-X-X-X				
Напряжение постоянного и переменного тока, U	1	1	(0...100) В	±0,5
		2	(0...500) В	±0,5
Постоянный и переменный ток, I	2	1	(0...1) А	±0,5
		2	(0...5) А	±0,5
Полная мощность нагрузки постоянного и переменного тока, S	3	1	(0...100) В·А	±0,5
		2	(0...500) В·А	±0,5
		3	(0...2500) В·А	±0,5
Активная мощность нагрузки промышленной сети, Р	4	1	(0...100) Вт	±0,5
		2	(0...500) Вт	±0,5
		3	(0...2500) Вт	±0,5
Реактивная мощность нагрузки промышленной сети, Q	5	1	(0...100) вар	±0,5
		2	(0...500) вар	±0,5
		3	(0...2500) вар	±0,5
Коэффициент мощности нагрузки промышленной сети, cos φ	6	1	(0...1)	±0,5
Частота сети переменного тока, f	7	1	(45...55) Гц	±0,2
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-MC3-X-X-X				
Напряжение постоянного и переменного тока, U _a , U _b , U _c	1	1	(0...100) В	±0,5
		2	(0...500) В	±0,5
Постоянный и переменный Ток, I _a , I _b , I _c	2	1	(0...1) А	±0,5
		2	(0...5) А	±0,5
Полная мощность нагрузки постоянного и переменного тока, S _a , S _b , S _c	3	1	(0...100) В·А	±0,5
		2	(0...500) В·А	±0,5
		3	(0...2500) В·А	±0,5
Активная мощность нагрузки постоянного и переменного тока, P _a , P _b , P _c	4	1	(0...100) Вт	±0,5
		2	(0...500) Вт	±0,5
		3	(0...2500) Вт	±0,5
Реактивная мощность нагрузки постоянного и переменного тока, Q _a , Q _b , Q _c	5	1	(0...100) вар	±0,5
		2	(0...500) вар	±0,5
		3	(0...2500) вар	±0,5

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
Коэффициент мощности нагрузки промышленной сети, $\cos \varphi_a, \cos \varphi_b, \cos \varphi_c$	6	1	(0...1)	$\pm 0,5$
Частота сети переменного тока, f_a	7	1	(45...55) Гц	$\pm 0,2$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-ПМХ-Х-Х-Х				
Θ – относительное положение движка потенциометра от диапазона его возможных положений от 0 до 100%	1	1	(0...10000) Ом	$\pm 0,1$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-ЧВ-Х-Х-Х				
- Цифровой сигнал				
Частота, f	1	1	(0,02...10000) Гц	$\pm 0,1$
Длительность импульсов, t_n	2	2	(0,0001...1) с	$\pm 0,1$
		3	(1...99) с	$\pm 0,1$
Период следования импульсов, T	3	3	(0,0001...1) с	$\pm 0,1$
		4	(1...99) с	$\pm 0,1$
- Аналоговый сигнал				
Частота, f	4	5	(0,02...10000) Гц	$\pm 0,1$
Период следования импульсов, $T_{сл}$	5	6	(0,0001...1) с	$\pm 0,1$
		7	(1...99) с	$\pm 0,1$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN-ЧС-Х-Х-Х				
Частота, f	1	1	(0...100) Гц	$\pm 0,1$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN- ГРТП -Х-Х-Х				
Постоянный ток, I	1	1*2	(4...20) мА	$\pm 0,1$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN- ТМ -Х-Х-Х				
Напряжение постоянного тока, U	1	1	(-5...+5) мВ	$\pm 0,1$
		2	(-320...+320) мВ	$\pm 0,1$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN- КП -Х-Х-Х				
Напряжение постоянного тока, U	1	1	(-5...0) В	$\pm 0,1$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN- ВМ -Х-Х-Х				
Атмосферное давление, P	1	1	(0,1...500) мкм рт.ст	$\pm 0,5$
Атмосферное давление, P	1	2	(0,1...200) мкм рт.ст	$\pm 0,5$
преобразователи модификации НПСИ серии NNN- рН -Х-Х-Х				
ЭДС на выходе первичного датчика	1	1	(-1000...+1000) мВ	$\pm 0,1$
Температура, t	1	3	(0...100) °С	$\pm 0,1$
Величина рН	1	2	(0...14)	$\pm 0,5$

Наименование характеристики				Значение
тип входного сигнала	номер типа входного сигнала	номер диапазона преобразования	диапазон преобразования	
Диапазоны выходного унифицированного сигнала постоянного тока, мА				(0...5), (0...20), (4...20)
Диапазоны выходного унифицированного сигнала постоянного напряжения, В				(0...1); (0...2,5); (0...5); (0...10)
Пределы допускаемой дополнительной приведенной (к верхнему пределу диапазона) погрешности преобразований, вызванной отклонением температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С от нормальной, в долях от пределов допускаемой основной погрешности.				0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной (к верхнему пределу диапазона) погрешности преобразований, вызванной изменением сопротивления нагрузки токового выхода от его номинального значения до любого в пределах допустимого диапазона сопротивлений нагрузки (при номинальном напряжении питания), в долях от пределов допускаемой основной погрешности.				0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной (к верхнему пределу диапазона) погрешности преобразований, вызванные воздействием повышенной влажности 95 % при температуре плюс 35 °С без конденсации влаги, в долях от пределов допускаемой основной погрешности.				0,5
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, вызванной изменением температуры холодного спая термопары во всем диапазоне рабочих температур, °С				±1
* ¹ - базовые диапазоны измерения напряжения; * ² - базовые диапазоны измерения тока; * ³ - базовые диапазоны измерения сопротивления.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры сети: - напряжение питания переменного тока, В - частота питающей сети, Гц Напряжение питания постоянного тока, В	от 198 до 242 от 49,5 до 50,5 от 12 до 36
Потребляемая мощность, Вт, не более	5
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина (в зависимости от модификации) - длина	115 90 105
Масса, кг, не более	0,4
Нормальные условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 95 от 84 до 106,7

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	150000

Знак утверждения типа

наносится на эксплуатационную документацию и на лицевую панель преобразователя типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь сигналов измерительный нормирующий НПСи серии NNN	ПИМФ.422189.001 (002...018)	1 шт.
Розетки к клеммному соединителю	SH236-5,0-4P	до 6 шт.
Паспорт	ПИМФ.422189.001 (002...018) ПС с Приложением А «Методика поверки»	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Паспорта».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термодпары. Номинальные статические характеристики преобразования;

ГОСТ 13384-93 Преобразователи измерительные для термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления ГСП. Общие технические условия;

ПИМФ.422189.001 ТУ Преобразователи сигналов измерительные нормирующие НПСи серии NNN. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «КонтрАвт» (ООО НПФ «КонтрАвт»)

ИНН 5262013422

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, пр-кт Гагарина, д. 168, оф. 309

Тел./факс: (831) 260-13-08 (многоканальный).

Web-сайт: www.contravt.ru

E-mail: sales@contravt.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Телефон: 8 800 200 22 14

Web-сайт: <http://www.nncsm.ru>

E-mail: mail@nncsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30011-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» июня 2024 г. № 1508

Регистрационный № 73007-18

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерения массы и статического момента МЕРА-ИСМ-II

Назначение средства измерений

Приборы для измерения массы и статического момента МЕРА-ИСМ-II (далее – приборы) предназначены для измерений массы, продольного и поперечного статических моментов лопаток газотурбинных двигателей.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов основан на преобразовании деформации упругих элементов весоизмерительных датчиков, возникающей под действием силы тяжести лопатки, устанавливаемой на специальный переходник, закрепленный на грузоприемном устройстве прибора, в электрический сигнал, параметры которого изменяются пропорционально массе лопаток. Электрический сигнал от каждого датчика поступает в устройство обработки аналоговых данных (УОАД).

УОАД выполняет аналого-цифровое преобразование выходного сигнала каждого весоизмерительного датчика, дальнейшую обработку данных и выдает результат измерения массы и статических моментов в цифровой форме через цифровой интерфейс на терминал, в качестве которого используется персональный компьютер (далее – ПК). Результаты измерений массы и статических моментов лопатки в координатах приборов отображаются на дисплее ПК.

Статический момент физического тела – это произведение его массы на расстояние от центра массы объекта до заданной оси вращения или до заданной плоскости (г·см).

По распределению нагрузки, действующей на каждый весоизмерительный датчик, обусловленной проекцией силы тяжести на плоскость грузоприемного устройства в УОАД осуществляется измерение продольного и поперечного статических моментов.

На дисплее ПК также отображаются результаты расчета продольного и поперечного статических моментов лопатки в ортогональной системе координат в плоскости грузоприемного устройства приборов.

Приборы состоят из измерительного блока, устанавливаемого на стол, и ПК с предустановленным специализированным программным обеспечением «Мера ISM-II», разработчик ООО «Мера-ТСП», г. Москва. Конструктивно измерительный блок состоит из корпуса и грузоприемного устройства, опирающегося на три весоизмерительных датчика, УОАД.

Приборы выпускаются в пяти модификациях, отличающихся диапазоном и пределами допускаемой погрешности измерений в соответствии с таблицами 2 – 3, со следующими обозначениями:

- МЭРА-ИСМ-II-5/10 – приборы с двумя диапазонами измерения массы, максимальной нагрузкой 10 кг;
- МЭРА-ИСМ-II-10/20 – приборы с двумя диапазонами измерения массы, максимальной нагрузкой 20 кг;
- МЭРА-ИСМ-II-15/30 – приборы с двумя диапазонами измерения, максимальной нагрузкой 30 кг;
- МЭРА-ИСМ-II-20/40 – приборы с двумя диапазонами измерения, максимальной нагрузкой 40 кг;
- МЭРА-ИСМ-II-60 – приборы с максимальной нагрузкой 60 кг.

В приборах предусмотрены следующие основные устройства и функции:

- полуавтоматическое устройство установки на нуль;
- устройство первоначальной установки на нуль;
- устройство слежения за нулем;
- устройство настройки и регулировки;
- расчет статического момента относительно оси вращения;
- учет высоты центра масс переходника для крепления лопатки и измеряемой лопатки от плоскости грузоприемного устройства.

Общий вид измерительного блока и схема пломбировки от несанкционированного доступа показаны на рисунке 1.

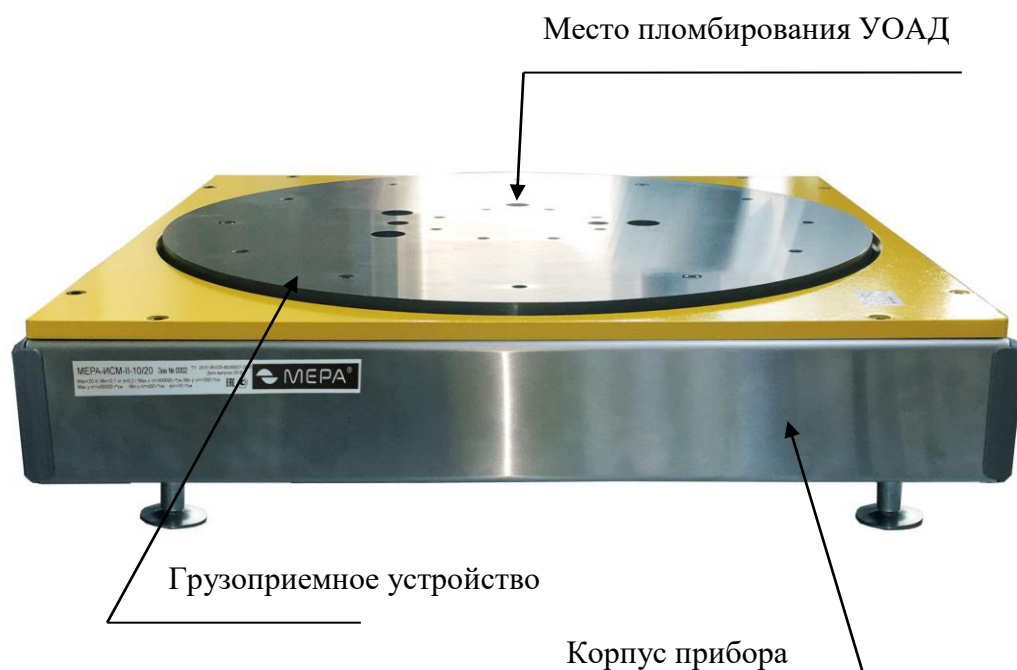


Рисунок 1 – Общий вид измерительного блока приборов



Рисунок 2 – Общий вид приборов с дополнительными техническими устройствами (пример)

Защита от несанкционированного доступа к узлам, влияющим на метрологические характеристики, осуществляется пломбированием блока УОАД.

Маркировочная табличка приборов выполнена в виде ламинированной наклейки, пломбируемой контрольным знаком, разрушаемым при снятии. Маркировочная табличка наносится на корпус приборов и содержит следующие основные данные, нанесенные методом термотрансферной печати:

- торговый знак изготовителя;
- обозначение типа и модификации прибора;
- знак утверждения типа;
- знак обращения продукции на рынке ЕАС;
- максимальная нагрузка (Max);
- минимальная нагрузка (Min);
- действительная цена деления шкалы измерений массы (d);
- максимальный продольный статический момент ($Max_{z\text{ ст}}$);
- минимальный продольный статический момент ($Min_{z\text{ ст}}$);
- максимальный поперечный статический момент ($Max_{y\text{ ст}}$);
- действительная цена деления шкалы измерений статического момента ($d_{\text{ст}}$);
- год выпуска;
- заводской (серийный) номер (арабские цифры).

Нанесение знака поверки на приборы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) приборов состоит из встроенного и внешнего ПО.

Встроенное ПО УОАД является метрологически значимым, реализовано аппаратно и является встроенным.

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, которая находится под грузоприемным устройством (как показано на рисунке 1. Защитная пломба ограничивает доступ к переключателю настройки (регулировки), при этом ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и установки переключателя настройки (регулировки) в положение «ON». Кроме того, изменение ПО невозможно без применения специализированного оборудования изготовителя приборов.

Доступ к средствам настройки (регулировки) возможен только при изменении положения переключателя настройки (регулировки).

Идентификационным признаком ПО УОАД служит номер версии, который отображается на мониторе ПК при запуске программы «Mera ISM-II» и доступны для просмотра во время работы приборов.

Внешнее предустановленное специализированное программное обеспечение «Mera ISM-II» является метрологически незначимым и обеспечивает считывание данных, просмотр и обработку результатов измерений (не нормируется).

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	УОАД	ПК
Наименование ПО	–	Mera ISM-II
Идентификационное наименование ПО	–	ПО ИСМ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 940	–
Цифровой идентификатор ПО	–	–

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приборов приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	МЕРА-ИСМ- П-5/10	МЕРА-ИСМ- П-10/20	МЕРА-ИСМ- П-15/30
Измерения массы			
Максимальная нагрузка, Max, кг	10	20	30
Минимальная нагрузка, Min, кг	0,05	0,1	0,15
Действительная цена деления шкалы измерений массы, d, г	0,1	0,2	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массы, $m_{ре}$, г, в диапазоне взвешивания: от Min до $0,5 \cdot Max$ св. $0,5 \cdot Max$ до Max	$\pm 0,5$ ± 1	± 1 ± 2	± 2 ± 3
Диапазон начальной установки на нуль, % от Max, не более	80		
Диапазон полуавтоматической установки на нуль и слежения за нулем, % от Max, не более	4		
Измерения статического момента			
Максимальный продольный статический момент в координатах прибора, $Max_{Z\text{ ст}}$, Г·см	200000	400000	
Минимальный измеряемый продольный статический момент в координатах прибора, $Min_{Z\text{ ст}}$, Г·см	100	1000	
Диапазон измерений поперечного статического момента в координатах прибора, $Max_{Y\text{ ст}}$, Г·см	от -80000 до +80000		
Действительная цена деления шкалы измерений статического момента, $d_{ст}$, Г·см	5	10	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения ($\Delta M_{Z\text{ ст}}$) и поперечного ($\Delta M_{Y\text{ ст}}$) статических моментов в системе координат прибора, $m_{ре_{Z,Y\text{ ст}}}$, Г·см	± 40	± 80	± 120

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	МЕРА-ИСМ-II-20/40	МЕРА-ИСМ-II-60
Измерения массы		
Максимальная нагрузка, $M_{\max}$, кг	40	60
Минимальная нагрузка, $M_{\min}$, кг	0,2	0,05
Действительная цена деления шкалы измерений массы, d , г	0,2	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения массы, $m_{\text{пр}}$, г, в интервалах взвешивания:		
а) от $M_{\min}$ до $0,5 \cdot M_{\max}$	± 2	—
св. $0,5 \cdot M_{\max}$ до $M_{\max}$	± 4	—
б) от $M_{\min}$ до 10 кг	—	± 1
св. 10 кг до 20 кг	—	± 2
св. 20 кг до 40 кг	—	± 4
св. 40 кг до 60 кг	—	± 6
Диапазон начальной установки на нуль, % $M_{\max}$, не более	80	
Диапазон полуавтоматической установки на нуль и слежения за нулем, % $M_{\max}$, не более	4	
Измерения статического момента		
Максимальный продольный статический момент в координатах прибора, $M_{x_{\text{ст}}}$, Г·см	400000	
Минимальный измеряемый продольный статический момент в координатах прибора, $M_{x_{\text{ст}}}$, Г·см	1000	
Диапазон измерений поперечного статического момента в координатах прибора, $M_{y_{\text{ст}}}$, Г·см	от -80000 до +80000	
Действительная цена деления шкалы измерений статического момента, $d_{\text{ст}}$, Г·см	10	1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения продольного ($\Delta M_{x_{\text{ст}}}$) и поперечного ($\Delta M_{y_{\text{ст}}}$) статических моментов в системе координат прибора, $m_{\text{пр}z,y_{\text{ст}}}$, Г·см	± 160	± 40 (до 200000 Г·см включ.) ± 80 (св. 200000 Г·см)

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: – диапазон температур окружающего воздуха, °C – относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25 °C, %, не более	от + 15 до + 27 75
Напряжение электрического питания от внешнего источника постоянного тока, В	от 4,5 до 5,5

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе приборов, методом термотрансферной печати и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор	МЕРА-ИСМ-II	1 шт.
Комплект принадлежностей: - устройство нагружения для установки эталонных гирь при поверке – компакт диск с ПО – кабель USB AF-AM – тележка компьютерная* – принтер* – источник бесперебойного питания*	ЭК 1182.04.01.000	1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт. 1 шт.
Упаковка		1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЭК 1182.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.
*- по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.4 «Методика измерений» документа ЭК 1182.00.00.000 РЭ «Приборы для измерения массы и статического момента МЕРА-ИСМ-II. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66-025-49290937-2018 «Приборы для измерения массы и статического момента МЕРА-ИСМ-II. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Мера-ТСП» (ООО «Мера-ТСП»)
ИНН 7733081596
Юридический адрес: 115088, г. Москва, ул. Угрешская, д. 2, стр. 83, помещ. 01, 03-05, 20-26, эт. 3
Адрес осуществления деятельности: 152616, Ярославская обл., г. Углич, Камышевское ш., д. 10
Почтовый адрес: 115088, г. Москва, ул. Угрешская, д. 2, стр. 83
Тел./Факс: +7 (495) 411-99-28
адрес в Интернет: www.mera-device.ru
адрес электронной почты: info@mera-device.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Телефон/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66
Адрес в Интернет: www.vniims.ru
Адрес электронной почты: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.