

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 55668-13

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Хроматографы газовые промышленные МАГ модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01, КС 50.310-000-01

Назначение средства измерений

Хроматографы газовые промышленные МАГ (далее – хроматографы) предназначены для непрерывных автоматических измерений содержания органических и неорганических веществ в газовых смесях, сжиженных углеводородных газах и жидкостях.

Описание средства измерений

Принцип действия хроматографов основан на разделении компонентов анализируемой пробы на капиллярных или микронасадочных, или насадочных хроматографических колонках вследствие различного распределения компонентов пробы между неподвижной фазой и подвижной фазой – газом-носителем с последующим детектированием.

Хроматограф состоит из следующих блоков:

– блок аналитический в составе:

1. детектор(ы) (детектор по теплопроводности (ДТП) или электрохимический детектор (ЭХД), или термохимический детектор (ТХД), или пламенно - ионизационный детектор (ПИД), или детектор постоянной скорости рекомбинации (ДПР);

2. система насадочных, микронасадочных или капиллярных хроматографических колонок;

3. устройство ввода пробы: кран-дозатор газовых и жидких проб или инжектор-испаритель (модели КС 50.310-000-01).

- блок газового питания;
- блок электроники;
- блок питания;
- блок управления;
- клеммная колодка для подключения внешних электрических цепей;
- обогреваемые газовые вводы (опционально);
- сенсорный ЖК дисплей и панель светодиодов (опционально).

Дополнительно хроматографы могут быть оснащены вспомогательными устройствами:

- внешний кран-дозатор;
- испаритель;
- автосэмплер;
- метанатор;
- очиститель газов (дожигатель);

– системы концентрирования и консервирования пробы, другие системы пробоподготовки.

Хроматографы выпускаются в трех моделях (таблица 1).

Таблица 1 – Модели хроматографов

Модели	Назначение
КС 50.360-000	Хроматографы предназначены для определения массовой концентрации серосодержащих компонентов в природном газе согласно ГОСТ Р 53367-2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом» с детектором ЭХД
КС 50.360-000-01	Хроматографы предназначены для определения массовой концентрации серосодержащих компонентов в природном газе с детектором ЭХД
КС 50.310-000-01	Хроматографы предназначены для непрерывного автоматического измерения содержания органических и неорганических веществ в газовых средах, в том числе в природном газе, сжиженных углеводородных газах (СУГ) и жидкостях, с детекторами – ДТП, ПИД, ТХД, ЭХД, ДПР.

Хроматографы модели КС 50.310-000-01 могут включать в себя до 4-х аналитических каналов. В указанной модели могут быть использованы модификации аналитических каналов как с обратной продувкой, так и без нее.

Кран-дозатор жидких проб и инжектор-испаритель позволяет вводить пробу жидкости или сжиженного углеводородного газа под рабочим давлением непосредственно в аналитический канал хроматографа с одновременным испарением вводимого образца.

Перечень компонентов, определяемых с помощью хроматографа модели КС 50.310-000-01:

- постоянные газы (He, H₂, N₂, O₂, CO, CO₂);
- неорганические соединения (H₂O, H₂S, COS, SO₂, NH₃, N₂O и др.);
- лёгкие углеводороды (широкая фракция легких углеводородов, газовый бензин, газовый конденсат и сухой отбензиненный газ);
- сжиженные углеводородные газы;
- предельные углеводороды: метан, этан, пропан, бутаны и др. до н-декана;
- непредельные углеводороды: этилен, ацетилен, пропилен, пропadiен, метилацетилен, бутилены, бутадиен и др.;
- ароматические углеводороды: бензол, толуол, этилбензол, ксилолы и др.;
- кислородсодержащие органические соединения: спирты (метанол, этанол и триметилкарбинол (ТМК) и др.), оксигенаты, гликоли, простые и сложные эфиры (диметиловый эфир, метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ), метил-трет-амиловый эфир (МТАЭ) и др.), альдегиды (уксусный альдегид, акролеин и др.), кетоны, жирные кислоты;
- хлорорганические соединения, галогенсодержащие соединения, азотсодержащие органические соединения и другие полярные летучие органические соединения;
- серосодержащие органические соединения: меркаптаны, сульфиды, дисульфиды.

Хроматографы модели КС 50.310-000-01 выпускаются в двух исполнениях:

- взрывозащищенном - исполнение 1;
- невзрывозащищенном (лабораторном) - исполнение 2.

Хроматографы модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении представляют собой моноблочную конструкцию промышленного производства в окрашенном черном корпусе из алюминиевого сплава.

Хроматографы модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении представляют собой моноблочную конструкцию промышленного производства в окрашенном черном стальном корпусе.

Каждый экземпляр хроматографов имеет серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесенного на табличку (шильдик) методом лазерной печати, обеспечивающим его прочтение и сохранность в процессе эксплуатации. Пример записи серийного номера хроматографа газового промышленного МАГ модель КС 50.3X0-000-(01): № 111111.

Нанесение знака поверки на хроматограф не предусмотрено.

Общий вид, место нанесения серийного номера и знака утверждения типа хроматографов модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении (исполнение 1) с сенсорным ЖК дисплеем и панелью светодиодов приведены на рисунке 1.

Общий вид, место нанесения серийного номера и знака утверждения типа хроматографов модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении (исполнение 1) без сенсорного ЖК дисплея и панели светодиодов приведены на рисунке 2.

Схема пломбировки хроматографов модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении (исполнение 1) от несанкционированного доступа представлена на рисунке 3. Пломбирование хроматографа осуществлено с применением пломбы-наклейки.

Общий вид хроматографов модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2) с сенсорным ЖК дисплеем приведен на рисунке 4.

Общий вид хроматографов модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2) с панелью светодиодов и без сенсорного ЖК дисплея приведен на рисунке 5.

Место нанесения серийного номера и знака утверждения типа на хроматографы модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2) приведено на рисунке 6.

Схема пломбировки хроматографов модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2) от несанкционированного доступа представлена на рисунке 7. Пломбирование хроматографа осуществлено с применением пломбы-наклейки.

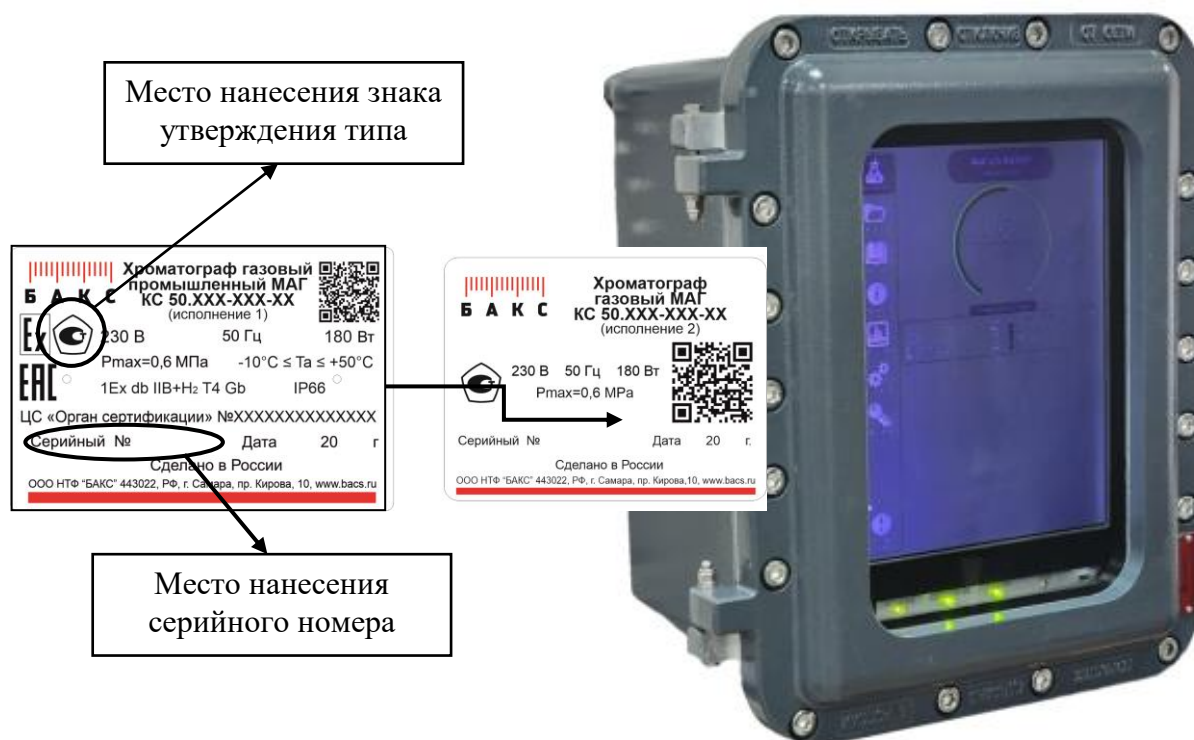


Рисунок 1 – Общий вид, место нанесения серийного номера и знака утверждения типа на хроматографы газовые промышленные МАГ модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении (исполнение 1) с сенсорным ЖК дисплеем и панелью светодиодов

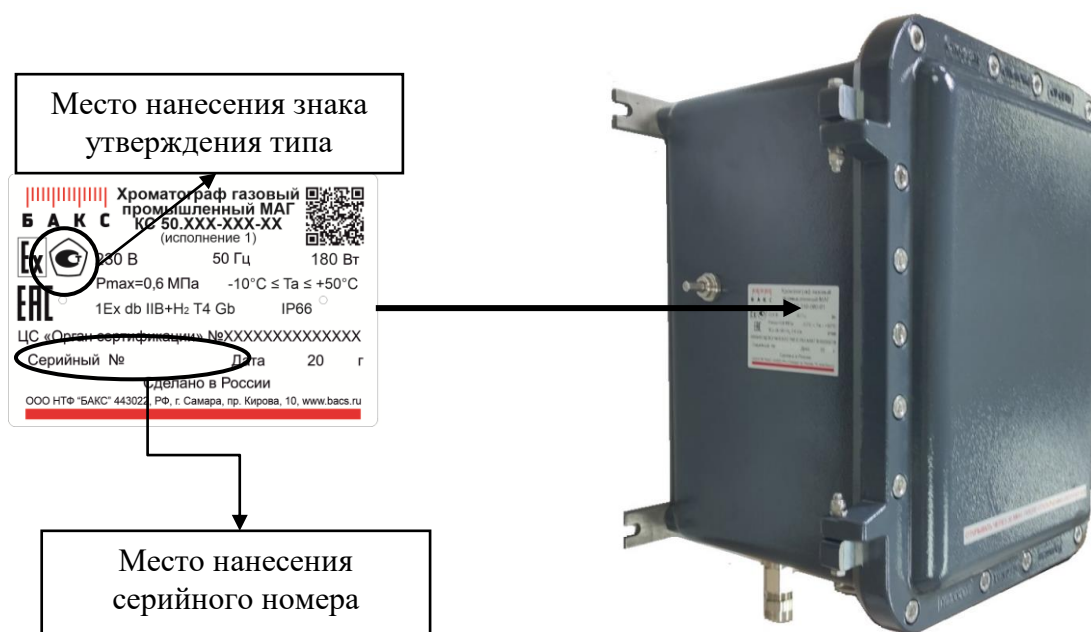


Рисунок 2 – Общий вид, место нанесения серийного номера и знака утверждения типа на хроматографы газовые промышленные МАГ модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении (исполнение 1) без сенсорного ЖК дисплея и панели светодиодов

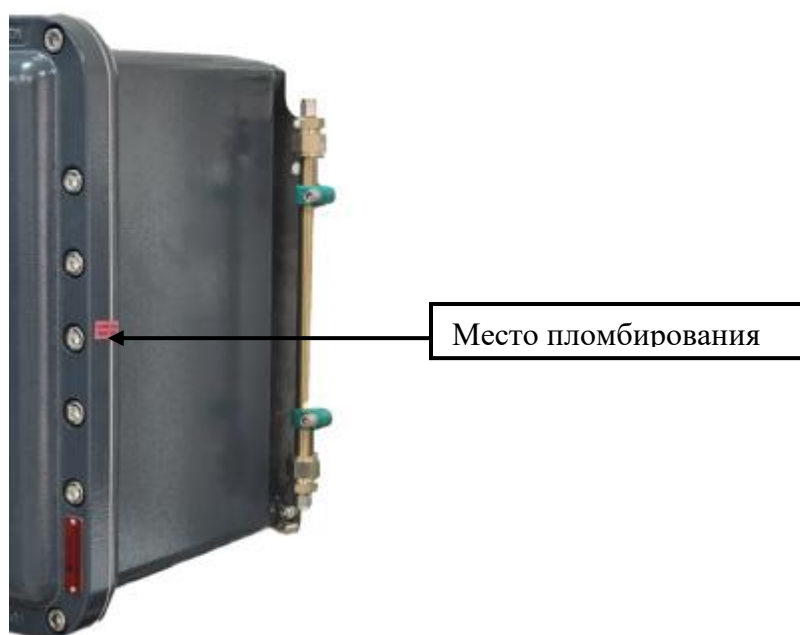


Рисунок 3 – Место пломбирования от несанкционированного доступа хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.360-000, КС 50.360-000-01 и КС 50.310-000-01 во взрывозащищенном исполнении (исполнение 1)



Рисунок 4 – Общий вид хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2) с сенсорным ЖК дисплеем



Рисунок 5 – Общий вид хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2) с панелью светодиодов

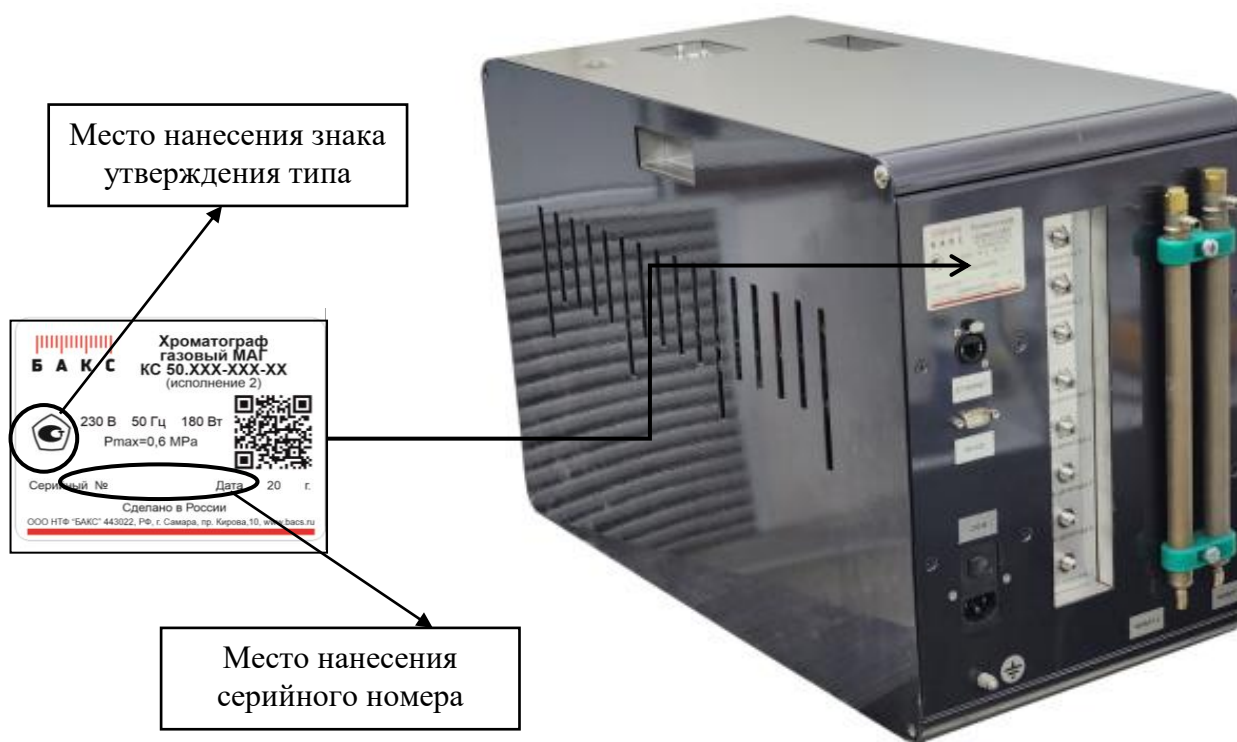


Рисунок 6 – Место нанесения серийного номера и знака утверждения типа на хроматографы газовые промышленные МАГ модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2)

Место пломбирования



Рисунок 7 – Место пломбирования от несанкционированного доступа хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.310-000-01 в невзрывозащищенном (лабораторном) исполнении (исполнение 2)

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (ПО) хроматографов модели КС 50.360-000 и модели КС 50.360-000-01 «МАГ» и встроенное ПО хроматографов модели КС 50.310-000-01 «Анализатор» предназначено для сбора, обработки, хранения и представления результатов хроматографических измерений и функционирует в среде встроенного программируемого логического контроллера хроматографа.

Встроенное ПО выполняет следующие функции:

- управление хроматографом;
- настройка программы, обработка данных в реальном времени и управление хроматографом;
- формирование и математическая обработка хроматограмм;
- вычисление результатов градуировки и ее интерпретация с формированием отчета;
- вычисление результатов измерений, в том числе, физико-химических параметров (при необходимости) и их интерпретация с формированием архивов;
- удаленный контроль, сбор, обработка, хранение и защита результатов измерений;
- проведение диагностических проверок отдельных блоков и узлов прибора и прибора в целом;
- идентификация и регламентация прав доступа.

К метрологически значимой части ПО СИ относятся:

- динамические библиотеки, в которых происходят вычисления;
- конфигурационные блоки настроек выбранной методики анализа (аналитической задачи), в которых описываются порядок и алгоритм вычислений.

Метрологические характеристики хроматографов нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Хроматографы газовые промышленные МАГ модель	КС 50.360-000	КС 50.360-000-01	КС 50.310-000-01
Идентификационное наименование ПО	«МАГ»		«Анализатор»
Номер версии (идентификационный номер) метрологически значимой части ПО	02.03		02.03
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма метрологически значимой части ПО)	0xA7FB	0x1BFE ¹⁾	0x1BFEB1EF ¹⁾
Номер версии расчетного модуля методики для расчётов по ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б) и ГОСТ 31369-2021	—	—	0x25391C8D ²⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16		CRC32 ³⁾

¹⁾ соответствует идентификатору расчетной библиотеки «AnalizCalc.dll».

²⁾ в случае, если в хроматограф модели КС 50.310-000-01 установлено ПО с расчетным модулем версии 0x25391C8D. Программное обеспечение сертифицировано ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»: «Сертификат соответствия № ПО ИМ-10-2023 программного обеспечения «Анализатор», версия 02.03, расчетный модуль версии 0x25391C8D» от 23.06.2023 (по ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б) и ГОСТ 31369-2021).

³⁾ CRC32 построена на полиноме.
 $X^{32}+X^{26}+X^{23}+X^{22}+X^{16}+X^{12}+X^{11}+X^{10}+X^8+X^7+X^5+X^4+X^2+X^1+1$ с начальным значением 0xFFFFFFFF.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.360-000

Наименование компонента (химическая формула)	Диапазон измерений массовой концентрации C , мг/м ³	Пределы допускаемой относительной погрешности ¹⁾ , %
Сероводород (H ₂ S)	от 1,0 до 50	± (30 – 0,2·C)
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 1,0 до 50	± (25 – 0,1·C)
Этилмеркаптан (C ₂ H ₅ SH)		
Пропилмеркаптан (C ₃ H ₇ SH)		
Изопропилмеркаптан (C ₃ H ₇ SH)		
Втор-бутилмеркаптан (C ₄ H ₉ SH)		
Трет-бутилмеркаптан (C ₄ H ₉ SH)		
Изобутилмеркаптан (C ₄ H ₉ SH)		
Бутилмеркаптан (C ₄ H ₉ SH)		
Карбонилсульфид (COS)		
¹⁾ соответствует относительной расширенной неопределенности $U_0(C)$, %, при коэффициенте охвата $k=2$. C – измеренное значение массовой концентрации компонента в анализируемой газовой смеси, мг/м ³ .		

Таблица 4 – Метрологические характеристики хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.360-000-01

Наименование характеристики	Значение
Предел детектирования по этилмеркаптану, г/см ³ , не более	$1,5 \cdot 10^{-10}$
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала (площади пика) по этилмеркаптану, %	4
Пределы допускаемого относительного изменения выходного сигнала (площади пика) за 24 ч непрерывной работы по этилмеркаптану, %	15
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала, мкВ, не более	2,0
Дрейф нулевой линии за 1 ч, мкВ, не более	15

Таблица 5 – Метрологические характеристики хроматографов газовых промышленных МАГ модели КС 50.310-000-01

Наименование характеристики	Значение
Предел детектирования, не более:	
– ДТП по азоту, гексану или пропану с газом-носителем гелий или водород, г/см ³	$4 \cdot 10^{-9}$
– ДТП по водороду или гелию с газом-носителем аргон или азот, г/см ³	$1 \cdot 10^{-9}$
– ДТП по пропану или гексану с газом-носителем аргон или азот, г/см ³	$5 \cdot 10^{-8}$
– ЭХД по сероводороду, г/см ³	$1,5 \cdot 10^{-11}$
– ЭХД по этилмеркаптану, г/см ³	$3 \cdot 10^{-11}$
– ТХД по водороду, г/см ³	$2 \cdot 10^{-10}$
– ТХД по пропану, г/см ³	$5 \cdot 10^{-10}$
– ДПР по тетрахлорэтилену, г/с	$5 \cdot 10^{-13}$
– ПИД по пропану или гексану, гС/с	$2 \cdot 10^{-12}$
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала (площади пика), %:	
– ДТП при жидкостном дозировании	2
– ДТП при газовом дозировании	1
– ЭХД	2
– ТХД	1
– ДПР при газовом дозировании	2
– ДПР при жидкостном дозировании	4
– ПИД при газовом дозировании	1
– ПИД при жидкостном дозировании	2
Относительное изменение выходного сигнала (площади пика) за 24 ч непрерывной работы, %, не более:	
– ДТП	2
– ЭХД	4
– ТХД	3
– ПИД	2
– ДПР	5
Относительное изменение выходного сигнала (площади пика) за 48 ч непрерывной работы, %, не более:	
– ДТП	3
– ЭХД	6
– ТХД	5
– ПИД	3
– ДПР	10
Уровень флуктуационных шумов нулевого сигнала детекторов, не более:	
– ДТП, В	$2 \cdot 10^{-6}$

Наименование характеристики	Значение
– ЭХД, В	$2 \cdot 10^{-6}$
– ТХД, В	$2 \cdot 10^{-6}$
– ПИД, А	$2 \cdot 10^{-14}$
– ДПР, А	$1 \cdot 10^{-13}$
Дрейф нулевой линии за 1 ч, не более:	
– ДТП, В	$6 \cdot 10^{-5}$
– ЭХД, В	$1,5 \cdot 10^{-5}$
– ТХД, В	$6 \cdot 10^{-5}$
– ПИД, А	$3 \cdot 10^{-12}$
– ДПР, А	$1 \cdot 10^{-12}$

Таблица 6 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
	модели КС 50.360-000 КС 50.360-000-01	модели КС 50.310-000-01			
		Исполнение 1		Исполнение 2	
Количество аналитических каналов	1	1 или 2	3 или 4	1 или 2	3 или 4
Параметры электрического питания: – напряжение питания переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	230 ⁺²² ₋₃₃ 50±1				
Потребляемая мощность после выхода на рабочий режим, Вт, не более	80				
Максимальная потребляемая мощность при выходе на рабочий режим, Вт	180	180 ¹⁾			
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	365 310 465	400 300 480	460 370 600	270 380 380	270 600 380
Масса, кг, не более	40	40	58	20	30
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), % – атмосферное давление, кПа	от -10 до +50	от -10 до +50		от +10 до +40	
Время непрерывной работы хроматографа без корректировки градуировочной зависимости, ч, не менее	24				
Маркировка взрывозащиты ²⁾	1Ex db IIB+H ₂ T4 Gb			–	
Взрывонепроницаемая оболочка вида ²⁾	d			–	

¹⁾ в зависимости от конфигурации хроматографа.

²⁾ хроматограф выпускается во взрывозащищенном и невзрывозащищенном исполнении.

Таблица 7 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	26300

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта методом компьютерной графики и на табличку (шильдик) хроматографа методом лазерной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность хроматографов газовых промышленных МАГ

Наименование	Обозначение	Количество
Хроматограф газовый промышленный МАГ	модель КС 50.3Х0-000(-01)	1 шт.
Принадлежности для хроматографа	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КС 50.3Х0-000(-01) РЭ	1 экз.
Паспорт	КС 50.3Х0-000(-01) ПС	1 экз.
Руководство оператора ПО	«МАГ»	1 экз.
Руководство оператора ПО	«Анализатор»	1 экз.
Руководство оператора ПО	«Анализатор. Сеть»	1 экз.
Дистрибутив программного обеспечения на цифровом носителе	—	1 экз.
Копия сертификата соответствия обязательным техническим требованиям, установленным техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 012/2011	—	1 экз.
Копия декларации о соответствии требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»	—	1 экз.
Копия сертификата соответствия программного обеспечения «Анализатор», версия 02.03, расчетный модуль версии 0x25391C8D	№ ПО ИМ-10-2023	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

– в разделе 1 КС 50.360-000 РЭ «Хроматограф газовый промышленный МАГ модели КС 50.360-000. Руководство по эксплуатации»;

– в разделе 1 КС 50.360-000-01 РЭ «Хроматограф газовый промышленный МАГ модели КС 50.360-000-01. Руководство по эксплуатации»;

– в разделе 1 КС 50.310-000-01 РЭ «Хроматограф газовый промышленный МАГ модели КС 50.310-000-01. Руководство по эксплуатации».

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений хроматографы газовые промышленные МАГ модели КС 50.360-000-01 и модели КС 50.310-000-01 применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ТУ 4215-015-21189467-2011 Хроматограф газовый промышленный МАГ модели КС 50.310-000, КС 50.310-000-01, КС 50.360-000, КС 50.360-000-01. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-техническая фирма «БАКС» (ООО НТФ «БАКС»)

ИНН 6311007747

Юридический адрес: 443022, г. Самара, пр-кт Кирова, д. 10

Адрес места осуществления деятельности: 443022, г. Самара, пр-кт Кирова, д. 22

Телефон: +7 (846) 267-38-12, 267-38-13, 267-38-14, 267-38-15, 267-38-16

E-mail: info@bacs.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7(812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 70569-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная АСУТП ТСП № 2 тит. 072/2 АО «ТАНЕКО»

Назначение средства измерений

Система измерительная АСУТП ТСП № 2 тит. 072/2 АО «ТАНЕКО» (далее – ИС) предназначена для измерений параметров технологического процесса в реальном масштабе времени (давления, перепада давления, уровня, объемного расхода, температуры, нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее – НКПР), 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 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 21532-08) (далее – CENTUM) 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 электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА;

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

- сигналы управления и регулирования (аналоговые сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА) генерируются модулями вывода AAI543 CENTUM (далее – AAI543) через преобразователи измерительные серии Н (регистрационный номер 40667-09) модели HiC2031 (далее – HiC2031) (часть сигналов генерируется без ИП (барьеров искрозащиты)).

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 себя также резервные ИК.

Состав средств измерений, входящих в состав первичных ИП ИК, указан в таблице 1.

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

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК давления	Преобразователи давления измерительные ЕJA модели ЕJA 430 (далее – ЕJA 430)	14495-00
	Преобразователи давления измерительные ЕJA модели ЕJA 530 (далее – ЕJA 530)	14495-00
	Преобразователи давления измерительные ЕJX модели ЕJX 530 (далее – ЕJX 530)	28456-09
	Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН (далее – Сапфир-22МП-ВН)	33503-16
ИК перепада давления	Преобразователи давления измерительные ЕJX модели ЕJX 110 (далее – ЕJX 110)	28456-09
	Сапфир-22МП-ВН	33503-16
ИК уровня	Уровнемеры микроволновые бесконтактные VEGAPULS 6* модификации VEGAPULS 62 (далее – VEGAPULS 62)	27283-09
	Уровнемеры контактные микроволновые VEGAFLEX 6* модификации VEGAFLEX 61 (далее – VEGAFLEX 61)	27284-09
	Уровнемеры емкостные VEGACAL 6* модификации VEGACAL 63 (далее – VEGACAL 63)	32242-06
ИК объемного расхода	Расходомеры-счетчики вихревые объемные YEWFO DY (далее – YEWFO DY)	17675-09
ИК температуры	Термопреобразователи сопротивления взрывозащищенные Метран-250 модификации ТСП Метран-256 (далее – ТСП Метран-256)	21969-06
	Преобразователи измерительные 644 (далее – П 644)	14683-04
	Преобразователи термоэлектрические ТХА Метран-200 исполнения ТХА Метран-241 (далее – ТХА Метран-241)	19985-00
	Преобразователи измерительные 644 (далее – ПИ 644)	14683-09
	Термопреобразователи сопротивления с пленочными чувствительными элементами ТСП Метран-200 модели ТСП Метран-246 (далее – ТСП Метран-246)	26224-07
	Датчики температуры ТСПТ (далее – ТСПТ)	75208-19
	Термометры сопротивления платиновые ТСП 002 (далее – ТСП 002)	41891-09
	Преобразователи измерительные модульные ИПМ 0399 модификации ИПМ 0399/М0-Н (далее – ИПМ 0399)	22676-12
	Преобразователи температуры Метран-280 модели Метран-286 (далее – Метран-286)	23410-08

Наименование ИК	Наименование первичного ИП ИК	Регистрационный номер
ИК температуры	Преобразователи температуры Метран-280 модели ТСП Метран-286 (далее – ПТ Метран-286)	23410-13
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (далее – ТС 65)	22257-05
	Преобразователи измерительные 248 (далее – ПИ 248)	28034-05
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (далее – ТСП 65)	22257-11
	Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR модели TR88 в комплекте с преобразователем измерительным iTEMP TMT модели TMT182 (далее – TR88/TMT182)	49519-12
	Преобразователи измерительные Rosemount 248 (далее – Rosemount 248)	83331-21
	Термопреобразователи сопротивления ТСП-02 (далее – ТСП-02)	49258-12
ИК НКПР	Газоанализаторы ULTIMA X модификации ULTIMA XIR (далее – ULTIMA XIR)	26654-09
	Датчики оптические инфракрасные Dräger модели Polytron 2IR (исполнения 334) (далее – Dräger Polytron 2IR)	46044-10
	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210 с инфракрасным сенсором (IR) (далее – ДГС ЭРИС-210IR)	61055-15
	Датчики-газоанализаторы стационарные ДГС ЭРИС-210 с термокаталитическим сенсором (СТ) (далее – ДГС ЭРИС-210СТ)	61055-15

ИС выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение, регистрацию, обработку, контроль, хранение и индикацию параметров технологического процесса;
- предупредительную и аварийную сигнализацию при выходе параметров технологического процесса за установленные границы и при обнаружении неисправности в работе оборудования;
- управление технологическим процессом в реальном масштабе времени;
- противоаварийную защиту оборудования установки;
- отображение технологической и системной информации на операторской станции управления;
- накопление, регистрацию и хранение поступающей информации;
- самодиагностику;
- автоматическое составление отчетов и рабочих (режимных) листов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС (072/2) в виде цифрового обозначения наносится на титульный лист паспорта и маркировочные таблички на дверях шкафов вторичной части 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 обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО ИС приведены в таблице 2.

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	R4.03	R2.03
Цифровой идентификатор ПО	–	–

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Метрологические и технические характеристики

Основные технические характеристики ИС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Количество входных ИК, не более	323
Количество выходных ИК, не более	30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} ; 380^{+57}_{-76} 50 ± 1
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки вторичной части ИК – в местах установки первичных ИП ИК б) относительная влажность, %, не более: – в месте установки вторичной части ИК	от +15 до +25 от -40 до +50 от 20 до 80, без конденсации влаги
– в местах установки первичных ИП ИК в) атмосферное давление, кПа	не более 95, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
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.	

Метрологические характеристики ИК ИС приведены в таблице 4.

Таблица 4 – 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	Тип модуля ввода/вывода	Пределы допускаемой основной погрешности
1	2	3	4	5	6	7	8
ИК давления	от 0 до 0,25 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 430 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,25 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJA 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 245,17 кПа; от 0 до 250 кПа; от 0 до 400 кПа; от 0 до 600 кПа; от 0 до 800 кПа; от 0 до 980,67 кПа; от 0 до 1 МПа; от 0 до 1,6 МПа; от 0 до 2 МПа	$\gamma: \pm 0,33 \%$	EJX 530 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 0,6 МПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$	Сапфир-22МП-ВН (от 4 до 20 мА)	$\gamma': \pm 0,1 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК перепада давления	от 0 до 0,016 МПа; от 0 до 100 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 160 кПа	$\gamma: \pm 0,2 \%$	Сапфир-22МП- ВН (от 4 до 20 мА)	$\gamma': \pm 0,1 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК уровня ¹⁾	от 0 до 18900 мм	$\Delta: \pm 31,36 \text{ мм}$	VEGAPULS 62 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3 \text{ мм}$	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 18943 мм	$\Delta: \pm 31,43 \text{ мм}$					
	от 0 до 18950 мм	$\Delta: \pm 31,45 \text{ мм}$					
	от 0 до 19100 мм	$\Delta: \pm 31,69 \text{ мм}$					
	от 0 до 19134 мм	$\Delta: \pm 31,75 \text{ мм}$					
	от 28 до 19128 мм	$\Delta: \pm 31,69 \text{ мм}$					
	от 34 до 19134 мм	$\Delta: \pm 31,69 \text{ мм}$					
	от 138 до 19238 мм	$\Delta: \pm 31,69 \text{ мм}$					
	от 184 до 19284 мм	$\Delta: \pm 31,69 \text{ мм}$					
	от 80 до 3880 мм	$\Delta: \pm 7,09 \text{ мм}$	VEGAFLEX 61 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 3 \text{ мм}$	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 80 до 3800 мм	$\Delta: \pm 6,97 \text{ мм}$					
	от 240 до 2040 мм	$\Delta: \pm 4,44 \text{ мм}$					
	от 1065 до 3300 мм	$\Delta: \pm 4,95 \text{ мм}$					
	от 1225 до 3300 мм	$\Delta: \pm 4,76 \text{ мм}$					
	от 0 до 750 мм	$\gamma: \pm 0,33 \%$	VEGACAL 63 (от 4 до 20 мА)	$\gamma: \pm 0,25 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до 845 мм						
ИК объемного расхода	от 0 до 2 м ³ /ч; от 0 до 200 м ³ /ч; от 0 до 250 м ³ /ч	см. примечание 3	YEWFLOW DY (от 4 до 20 мА)	в зависимости от Ду δ : – жидкость: а) 25 мм: $\pm 1,0 \%$ при 20000 $\leq$ Re<1500D и $\pm 0,75 \%$ при 1500D $\leq$ Re; б) от 150 до 400 мм: $\pm 1,0 \%$ при 40000 $\leq$ Re<1000D и $\pm 0,75 \%$ при 1000D $\leq$ Re	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
ИК темпера- туры	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,23 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП Метран-256 (НСХ Pt 100) ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТСП Метран-256: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -40 до +120 °С	$\Delta: \pm 3,77 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТХА Метран-241 (НСХ К) ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТХА Метран-241: $\Delta: \pm 3,25 \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП); $\Delta: \pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (компенсация температуры холодных концов)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -40 до +150 °С	$\Delta: \pm 3,78 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +120 °С	$\Delta: \pm 1,06 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП Метран-246 (НСХ Pt 100) ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТСП Метран-246: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$
	от -50 до +150 °С	$\Delta: \pm 1,23 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСПТ (НСХ Pt 100) ПИ 644 (от 4 до 20 мА)	ТСПТ: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C}$; ПИ 644: $\Delta: \pm 0,15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (цифровой сигнал) и $\gamma: \pm 0,03 \text{ } \%$ (ЦАП)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \text{ } \%$

1	2	3	4	5	6	7	8
	от -40 до +120 °C	$\Delta: \pm 1,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП 002 (НСХ Pt 100) ИПМ 0399 (от 4 до 20 мА)	ТСП 002: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ИПМ 0399: $\gamma: \pm(0,2/\Delta t \cdot 100+0,1) \%$	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
ИК темпера- туры	от 0 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,45 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Метран-286 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,15 \%$ (берут большее значение)	HiC2025	AAI143 или SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +150 °C	$\Delta: \pm 0,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +150 °C	$\Delta: \pm 0,55 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +120 °C	$\Delta: \pm 0,49 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ПТ Метран-286 (от 4 до 20 мА)	$\Delta: \pm 0,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,15 \%$ (берут большее значение)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +200 °C	$\Delta: \pm 0,61 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от -50 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,95 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТС 65 (НСХ Pt 100) ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	ТС 65: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1 \%$ или $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (берут большее значение)	HiC2025	SAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от -50 до +150 °C	$\Delta: \pm 0,64 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП 65 (НСХ Pt 100) ПИ 248 (от 4 до 20 мА)	ТСП 65: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ ПИ 248: $\gamma: \pm 0,1 \%$ или $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (берут большее значение)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,48 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +60 °C	$\Delta: \pm 0,39 \text{ }^{\circ}\text{C}$	TR88/TMT182 (от 4 до 20 мА)	TR88: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ TMT182: $\Delta: \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ или $\gamma: \pm 0,08 \%$ (берут большее значение)	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +100 °C	$\Delta: \pm 0,46 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП 65 (НСХ Pt 100) Rosemount 248 (от 4 до 20 мА)	ТСП 65: $\Delta: \pm(0,15+0,002 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$ Rosemount 248: $\gamma: \pm 0,15 \%$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$
	от 0 до +200 °C	$\Delta: \pm 0,77 \text{ }^{\circ}\text{C}$					
	от 0 до +50 °C	$\Delta: \pm 0,62 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ТСП-02 (НСХ Pt 100)	ТСП-02: $\Delta: \pm(0,3+0,005 \cdot t) \text{ }^{\circ}\text{C};$	HiC2025	AAI143	$\gamma: \pm 0,15 \%$

1	2	3	4	5	6	7	8	
	от 0 до +100 °С	Δ: ±0,92 °С	Rosemount 248 (от 4 до 20 мА)	Rosemount 248: γ: ±0,15 %				
ИК НКПР	от 0 до 50 % НКПР (C ₃ H ₈ , CH ₄) (шкала от 0 до 50 % НКПР (C ₉ H ₂₀))	Δ: ±5,51 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	ULTIMA XIR (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	—	SAI143	γ: ±0,1 %	
	от 0 до 50 % НКПР (C ₃ H ₈) (шкала от 0 до 50 % НКПР (C ₉ H ₂₀ , C ₈ H ₁₈ , пары нефтепродуктов))	Δ: ±5,51 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	Dräger Polytron 2IR (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР (в диапазоне от 0 до 50 % НКПР включ.)	—	SAI143	γ: ±0,1 %	
					HiC2025		γ: ±0,15 %	
	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (пары нефтепродуктов)	Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС- 210IR (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	—	SAI143	γ: ±0,1 %	
	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (C ₉ H ₂₀)	Δ: ±5,51 % НКПР		Δ: ±5 % НКПР			HiC2025	γ: ±0,15 %
		Δ: ±3,31 % НКПР		Δ: ±3 % НКПР			—	γ: ±0,1 %
	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (C ₈ H ₁₈)	Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС- 210IR (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	—	SAI143	γ: ±0,1 %	
ИК НКПР	от 0 до 50 % НКПР (диапазон показаний от 0 до 100 % НКПР) (C ₉ H ₂₀)	Δ: ±5,51 % НКПР	ДГС ЭРИС- 210СТ (от 4 до 20 мА)	Δ: ±5 % НКПР	—	SAI143	γ: ±0,1 %	
ИК силы тока	от 4 до 20 мА	γ: ±0,15 %	—	—	HiC2025	AAI143 или SAI143	γ: ±0,15 %	
		γ: ±0,1 %			—		γ: ±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	$\gamma: \pm 0,32 \%$
		$\gamma: \pm 0,3 \%$					$\gamma: \pm 0,3 \%$

¹⁾ Шкала ИК установлена в ИС в процентах (от 0 до 100 %).

Примечания

1 Приняты следующие сокращения и обозначения:

НСХ – номинальная статическая характеристика;

ЦАП – цифро-аналоговое преобразование;

Δ – абсолютная погрешность, в единицах измеряемой величины;

 δ – относительная погрешность, %;

γ – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений);

γ' – приведенная погрешность, % (нормирующим значением принят верхний предел диапазона измерений);

t – измеренная температура, °C;

Δt – настроенный диапазон температур, °C;

D – внутренний диаметр детектора, мм;

Ду – диаметр условного прохода, мм;

Re – число Рейнольдса;

CH₄ – химическая формула метана;

C_3H_8 – химическая формула пропана;

C_8H_{18} – химическая формула октана;

C_9H_{20} – химическая формула нонана.

2 Пределы допускаемой основной погрешности ИК рассчитывают по формулам:

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

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

где Δ_{III} – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности первичного ИП ИК, в единицах измерений измеряемой величины;

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

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

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

1	2	3	4	5	6	7	8
– относительная $\delta_{\text{ИК}}$, % $\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ПП}}^2 + \left(\gamma_{\text{ВП}} \cdot \frac{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}}{X_{\text{изм}}} \right)^2},$ где $\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности первичного ИП ИК, %; $X_{\text{изм}}$ – измеренное значение, в единицах измерений измеряемой величины; – приведенная $\gamma_{\text{ИК}}$, % $\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\gamma_{\text{ПП}}^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$ где $\gamma_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности первичного ИП ИК, %; $\gamma_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\gamma'_{\text{ПП}} \cdot X_{\text{max}}}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \right)^2 + \gamma_{\text{ВП}}^2},$ где $\gamma'_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой основной приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности первичного ИП ИК, %. 3 Для расчета погрешности ИК в условиях эксплуатации: – приводят форму представления основных и дополнительных погрешностей измерительных компонентов ИК к единому виду (приведенная, относительная, абсолютная); – для каждого измерительного компонента ИК рассчитывают пределы допускаемых значений погрешности в условиях эксплуатации путем учета основной и дополнительных погрешностей от влияющих факторов. Пределы допускаемой погрешности измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации рассчитывают по формуле $\Delta_{\text{СИ}} = \pm \sqrt{\Delta_0^2 + \sum_{i=0}^n \Delta_i^2},$ где Δ_0 – пределы допускаемой основной погрешности измерительного компонента, в единицах измерений измеряемой величины; Δ_i – погрешности измерительного компонента от i-го влияющего фактора в условиях эксплуатации при общем числе n учитываемых влияющих факторов, в единицах измерений измеряемой величины. Для каждого ИК рассчитывают границы, в которых с вероятностью равной 0,95 должна находиться его погрешность в условиях эксплуатации, по формуле $\Delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^k (\Delta_{\text{СИ}j})^2},$ где $\Delta_{\text{СИ}j}$ – пределы допускаемых значений погрешности $\Delta_{\text{СИ}}$ j-го измерительного компонента ИК в условиях эксплуатации, в единицах измерений измеряемой величины.							

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность ИС представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная АСУТП ТСП № 2 тит. 072/2 АО «ТАНЕКО»	—	1 шт.
Система измерительная АСУТП ТСП № 2 тит. 072/2 АО «ТАНЕКО». Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Система измерительная АСУТП ТСП № 2 тит. 072/2 АО «ТАНЕКО». Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной первичной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Изготовитель

Акционерное общество «ТАНЕКО» (АО «ТАНЕКО»)

ИНН 1651044095

Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, тер. Промзона

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

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 «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 73337-18

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 011. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-220 кВ, яч.3, ВЛ-220 кВ Лондоко-Облучье №1 с отпайками (Л-207)	ТВ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 46101-10	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15 ТН-220-1 ТН-220-2	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ОРУ-220 кВ, яч.1, ВЛ-220 кВ Лондоко-Облучье №2 с отпайками (Л-208)	ТВ-220 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 46101-10	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15 ТН-220-1	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ОРУ-220 кВ, ОМВ-220	ТВ-220/25 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 3191-72	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15 ТН-220-1 ТН-220-2	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ-220 кВ Биробиджан- Лондоко №1 с отпайками на ПС Бира-Т и ПС Лондоко-Т (Л-205)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 55006-13	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15 ТН-220-2	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325L рег. № 37288-08	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ-220 кВ Биробиджан- Лондоко №2 с отпайками на ПС Бира-Т и ПС Лондоко-Т (Л-206)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 рег. № 55006-13	ЗНОГ кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 61431-15 ТН-220-1	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1, 2, 4, 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
1, 2, 4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
1, 2, 4, 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5$ %	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20}$ %	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100}$ %	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120}$ %
1, 2, 4, 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,3	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325L: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 100000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-220	6 шт.
Трансформатор тока	ТВ-220/25	3 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.010.21.ПС-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Лондоко». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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

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

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

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 № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 74739-19

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ

Назначение средства измерений

Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ предназначены для измерений тепловой энергии теплоносителя, интервалов времени и преобразования входных сигналов в значения единиц объемного и массового расхода, объема и массы, температуры, разности температуры, давления теплоносителя, температуры окружающего воздуха и электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ при измерении объемного расхода, объема, температуры, давления, электрической энергии основан на преобразовании поступающих от преобразователей расхода, температуры, давления, электрической энергии электрических сигналов. Принцип действия тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ при измерении тепловой энергии теплоносителя основан на определении тепловой энергии на основе преобразованных значений объема, температуры (давления) измеряемой среды.

Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ применяются в составе теплосчетчиков для учета тепловой энергии и теплоносителя в закрытых и открытых системах теплоснабжения.

При работе тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ в составе теплосчетчиков в качестве первичных преобразователей, соответствующих требованиям к электрическим параметрам входов тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ, используются:

- преобразователи расхода с различными методами измерений объемного расхода, объема жидкости, обеспечивающие вывод информации в виде частотно-импульсных, токовых и цифровых сигналов посредством интерфейсов RS-232, RS-485, USB, LoRa, NB-IoT, PLC;

- термопреобразователи сопротивления платиновые типа Pt 100, Pt 500, Pt 1000, 100 П, 500 П, 1000 П с температурными коэффициентами $0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ и $0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ соответственно, классов допуска А и В по ГОСТ 6651-2009, обеспечивающие вывод информации в виде сигналов сопротивления и цифровых сигналов посредством интерфейсов RS-232, RS-485, USB, LoRa, NB-IoT, PLC;

- преобразователи давления, обеспечивающие вывод информации в виде токовых и цифровых сигналов посредством интерфейсов RS-232, RS-485, USB, LoRa, NB-IoT, PLC;

- однофазные или трехфазные счетчики электрической энергии, обеспечивающие вывод информации в виде импульсных и цифровых сигналов посредством интерфейсов RS-232, RS-485, USB, LoRa, NB-IoT, PLC.

Допускается подключение к тепловычислителю первичных преобразователей через преобразователи измерительные ВЗЛЕТ АС (регистрационный номер 26778-09) и преобразователи измерительные ВЗЛЕТ АС мод. 2.0 (регистрационный номер 79589-20).

Информация, переданная тепловычислителю ВЗЛЕТ ТСРВ с первичных преобразователей расхода, температуры, давления и электрической энергии посредством цифровых интерфейсов, может подвергаться шифрованию с целью исключения возможности её искажения.

Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ состоят из корпуса со встроенным жидкокристаллическим индикатором, клавиатуры управления, источника питания и электронных компонентов, включая микропроцессорную систему вычислений и управления, аналоговые и цифровые интерфейсы связи.

Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСРВ выпускаются в исполнениях в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Исполнения тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ

Исполнение	Количество каналов измерения расхода	Количество каналов измерения температуры	Количество каналов измерения давления	Количество каналов измерения электро-энергии	Количество контролируемых теплосистем	Диапазон измерений частоты импульсного сигнала, Гц,
ТСРВ-024М	до 9	до 8	до 8	1	до 3	от 0 до 2000
ТСРВ-025	до 6 ¹⁾	до 6	до 6	–	1 ²⁾	от 0 до 2000
ТСРВ-026М	до 4	до 5	до 4	–	1	от 0 до 100
ТСРВ-027 ⁴⁾	до 6	до 6	до 6	–	до 3	от 0 до 3000
ТСРВ-027-Про ⁷⁾	до 6	до 6	до 6	–	до 3	–
ТСРВ-033 ⁵⁾	до 3	до 3	– ⁵⁾	–	1	от 0 до 100
ТСРВ-034 ⁵⁾	до 3	до 3	– ⁵⁾	–	1	от 0 до 100
ТСРВ-041 ³⁾	до 6 ¹⁾	до 6	до 6	–	1 ²⁾	от 0 до 100
ТСРВ-042 ⁶⁾	до 7	до 6	до 4	1	до 2	от 0 до 500
ТСРВ-043	до 9	до 6	до 6	до 2	до 3	от 0 до 100
ТСРВ-044	до 9 ¹⁾	до 6	до 6	до 2	до 3 ²⁾	от 0 до 2000
ТСРВ-СМАРТ ⁷⁾	до 6	до 6	до 6	–	до 6	–
ТСРВ-СМАРТ-Про ⁷⁾	до 12	до 12	до 12	–	до 12	–

Примечания:

- 1) – возможность подключения преобразователей расхода с токовым выходом;
- 2) – возможность определения тепловой энергии (мощности) в паровых системах теплоснабжения;
- 3) – расширенные пользовательские функции по конфигурированию алгоритмов расчета тепловой энергии;
- 4) – наличие программируемого логического выхода;
- 5) – при вычислениях используется только договорное значение давления теплоносителя;
- 6) – возможно расширение функций работы по интерфейсу USB;
- 7) – для работы с первичными преобразователями исключительно по цифровым интерфейсам.

Общий вид тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ

Защита от несанкционированного доступа тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ может осуществляться двумя способами: применением криптографических методов защиты и/или пломбировкой. При любом типе защиты производится ведение нестираемого фискального архива с фиксацией даты, времени и полученного уровня доступа.

Использование криптографических методов защиты заключается в применении принципов несимметричного шифрования. Аутентификация пользователя, выполняющего санкционированные изменения, осуществляется по уникальному аппаратному токenu и/или за счет двухфакторной аутентификации криптосистемы с открытым ключом АО «Взлет».

Пломбировка от несанкционированного доступа тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ осуществляется нанесением знака поверки давлением на пломбировочную мастику, расположенную в пластиковом колпачке (или пломбировочной чашке с металлической скобой), закрывающем контактную пару (или кнопку) разрешения модификации калибровочных параметров на электронной плате тепловычислителя ВЗЛЕТ ТСРВ. Места пломбировки тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ различных исполнений представлены на рисунках 2 и 3.



Рисунок 2 – Места пломбировки от несанкционированного доступа тепловычислителей ВЗЛЕТ TCPB

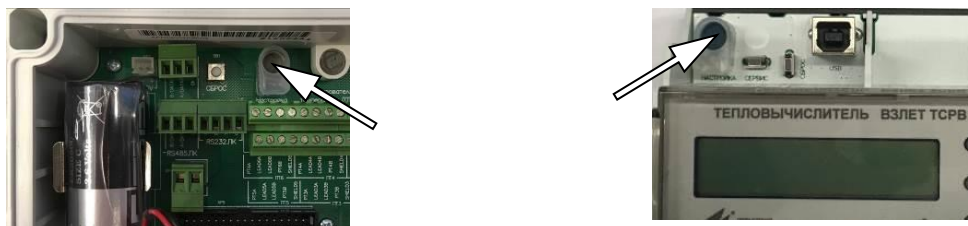


Рисунок 3 – Места пломбировки от несанкционированного доступа тепловычислителей ВЗЛЕТ TCPB

Заводской номер тепловычислителя указывается методом шелкографии, термопечати, лазерной гравировки и/или металлографии на маркировочной табличке, закрепленной на лицевой панели тепловычислителя. Обозначение места нанесения заводского номера представлено на рисунке 4.



Рисунок 4 – Обозначение места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ является встроенным.

После включения питания встроенное программное обеспечение проводит ряд самодиагностических проверок, во время работы осуществляет сбор и обработку поступающих данных, а также циклическую проверку целостности конфигурационных данных. Программное обеспечение предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти результатов измерений, параметров функционирования и их вывода на устройства индикации.

Программное обеспечение тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ не разделено на метрологически значимую и незначимую части и является полностью метрологически значимым.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. В программном обеспечении предусмотрена защита от несанкционированного доступа к текущим данным и параметрам настройки с использованием криптографических методов защиты и/или механическим опломбированием.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Исполнение ТСРВ-024М	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-024М
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 76.30.03.29 до 76.30.03.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-025	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-025
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 76.90.01.55 до 76.90.03.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-026М	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-026М
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 65.00.01.08 до 65.00.03.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-027, ТСРВ-027-Про	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-027
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 76.40.00.13 до 76.40.20.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-033	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-03Х
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 61.01.03.54 до 61.01.10.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-034	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-03Х
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 61.01.03.54 до 61.01.10.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Исполнение ТСРВ-041	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-041
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 76.90.01.55 до 76.91.50.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-042	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-042
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 66.00.04.00 до 66.00.50.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-043	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-043
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 76.30.04.05 до 76.30.50.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-044	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-044
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 67.00.00.00 до 67.00.50.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
Исполнение ТСРВ-СМАРТ, ТСРВ-СМАРТ-Про	
Идентификационное наименование ПО	ТСРВ-СМАРТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	от 69.10.00.01 до 69.19.99.99*
Цифровой идентификатор ПО	—*
* Номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор ПО указываются в паспорте тепловычислителя ВЗЛЕТ ТСРВ.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений частоты частотно-импульсных сигналов ¹⁾ , Гц	от 0,001 до 3000
Диапазон измерений силы постоянного электрического тока ²⁾ , мА	от 0 до 20
Диапазон измерений тепловой энергии, ГДж (Гкал)	от 0,0001 до 9999999
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании частотно-импульсных сигналов в значение объемного расхода, объема теплоносителя, %	±0,1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности при преобразовании токового сигнала в значение объемного расхода, теплоносителя, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при преобразовании сигналов сопротивления в значение температуры, °С	±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при преобразовании разности сигналов сопротивления в значение разности температур, °С	±0,03
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности при преобразовании токового сигнала в значение давления, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании количества импульсов в значение электрической энергии и электрической мощности, %	±0,2

Наименование характеристики	Значение
1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении количества тепловой энергии и тепловой мощности в системах теплоснабжения при подключении первичных преобразователей по аналоговым каналам (при заданном значении давления) ³⁾ , %	$\pm(0,5 + 3/\Delta t)$
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении количества тепловой энергии и тепловой мощности в системах теплоснабжения при подключении первичных преобразователей по цифровым каналам, %	В соответствии с МИ 2412-97 для водяных систем теплоснабжения, МИ 2451-98 для паровых систем теплоснабжения
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении интервалов времени, %	$\pm 0,01$
Примечания ¹⁾ Диапазон измерений частоты импульсной последовательности зависит от исполнения тепловычислителя ВЗЛЕТ ТСРВ и указан в таблице 1. ²⁾ Диапазон измерений силы постоянного электрического тока указывается в паспорте тепловычислителей ВЗЛЕТ ТСРВ и не превышает диапазона измерений, указанного в данной таблице. ³⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении количества тепловой энергии и тепловой мощности в однетрубных системах теплоснабжения (при заданном значении давления) равны $\pm 0,5$ %. Δt – значение разности температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, °С. При передаче и преобразовании данных, полученных по цифровым каналам и необходимых для расчета тепловой энергии, погрешность не вносится.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений объемного расхода теплоносителя при преобразовании импульсных и токовых сигналов, м ³ /ч	от 0,01 до 1000000
Диапазон значений температуры теплоносителя в водяных системах теплоснабжения при преобразовании сигналов сопротивления, °С	от 0 до 180
Диапазон значений температуры теплоносителя в паровых системах теплоснабжения при преобразовании сигналов сопротивления, °С	от 180 до 300
Диапазон значений разности температур теплоносителя при преобразовании сигналов сопротивления, °С	от 3 до 180
Диапазон значений температуры окружающего воздуха при преобразовании сигналов сопротивления, °С	от -50 до +100
Диапазон значений давления теплоносителя при преобразовании токового сигнала, МПа	от 0,05 до 30
Диапазон значений электрической энергии при преобразовании количества импульсов, кВт·ч	от 0,01 до 1000000
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	от 187 до 242 от 49 до 51 3,6; 12; 24; 36
Потребляемая мощность, В·А, не более	5

Наименование характеристики	Значение
Параметры входных и выходных сигналов: – импульсный, константа преобразования, м ³ /имп (имп/л (имп/м ³); имп/т; имп/кВт·ч) – частотный, частота сигнала, Гц – аналоговый постоянного тока, мА – цифровой, протокол	от 0,0001 до 10000,0 от 0,001 до 3000 от 4 до 20; от 0 до 20; от 0 до 5 RS-232; RS-485; Ethernet; USB; LoRa; NB-IoT; PLC с поддержкой протоколов Modbus RTU, Modbus ASCII, LoRaWAN, HART
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более – высота – ширина – длина	210 110 260
Масса, кг, не более	3
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре 35°С (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 80 от 84 до 107
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Диапазоны измерений параметров теплоносителя зависят от применяемых с тепловычислителем ВЗЛЕТ ТСРВ первичных преобразователей. Диапазоны измерений параметров теплоносителя указываются в паспорте и не превышают диапазонов измерений, указанных в данной таблице.	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель тепловычислителя методами шелкографии, термопечати и металлографии, а также в центре титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тепловычислитель	ВЗЛЕТ ТСРВ	1 шт.
Паспорт	В84.00-00.00 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	В84.00-00.00 РЭ	1 экз.
Комплект монтажных частей	—	1 комп.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» документа «Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСПВ. Руководство по эксплуатации. В84.00-00.00 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Методика осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденная приказом Минстроя России от 17 марта 2014 г. № 99/пр (зарегистрирован Минюстом России 12 сентября 2014 г., регистрационный № 34040);

ТУ 4218-084-44327050-2013. Тепловычислители ВЗЛЕТ ТСПВ. Технические условия.

Изготовители

Акционерное общество «Взлет» (АО «Взлет»)

ИНН 7826013976

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон (факс): 8 (800) 333-888-7, 8 (812) 499-07-38

Web-сайт: www.vzljot.ru

E-mail: mail@vzljot.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Завод Взлет» (ООО «Завод Взлет»)

ИНН 7805685092

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Юридический адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ, помещ. 2-Н, каб. 515

Факс: 8 (812) 499-07-38

Web-сайт: www.vzljot.ru

E-mail: mail@vzljot.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 79072-20

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «УК «ДИП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «УК «ДИП» (далее по тексту – АИИС КУЭ ООО «УК «ДИП»)) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации через удаленное автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) АО «Система» в ПАК АО «АТС», ПАО «Красноярскэнергосбыт», МУПЭС, филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ. 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 – информационно-измерительный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) (для ИК №№ 12 и 13), 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 специализированным программным обеспечением (СПО) ПК «Энергосфера», 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», ПАО «Красноярскэнергосбыт», МУПЭС, филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, устройство сбора и передачи данных (УСПД) в качестве устройства синхронизации системного времени (УССВ), линии связи, ПК «Энергосфера») на сервере ИВК, УСПД и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Для ИК №№ 1 – 11, первичные фазные токи преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы и напряжение с шины 0,4 кВ по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии, для ИК №№ 12, 13, 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-сети передаются на сервер БД. Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения ПК «Энергосфера» на сервере БД, просмотр баз данных доступен на АРМ.

Один раз в сутки с ИВК АИИС КУЭ сформированный файл отчета с результатами измерений в формате XML автоматически передается по выделенному каналу сети «Интернет» через удаленный АРМ АО «Система» в ПАК АО «АТС», ПАО «Красноярскэнергосбыт», МУПЭС и в филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя часы УССВ, сервера и счетчиков электрической энергии. СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). Для синхронизации времени компьютера сервера БД используется УССВ, реализованное на базе устройства передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000». Модуль ГЛОНАСС/GPS используемый в составе УСПД ЭКОМ-3000 обеспечивает прием сигналов точного времени и синхронизацию УСПД по системе ГЛОНАСС/GPS с периодичностью не реже одного раза в сутки, коррекция часов проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Синхронизация ИИК происходит от ИВК. Сравнение времени часов счетчиков с временем сервера ИВК происходит в каждом сеансе связи счетчика и ИВК, коррекция производится не чаще одного раза в сутки (свойство применяемого счетчика) при расхождении часов на значение, превышающее ± 2 с.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 14. 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 СПО ПК «Энергосфера[®] 8», установленное на серверах АИИС КУЭ, зарегистрированное в Едином реестре российских программ для ЭВМ и баз данных под № 1691.

Уровень защиты СПО ПК «Энергосфера[®] 8» 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 по Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологически значимой частью ПО является библиотека pro_metr.dll, выполняющая функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета. Информационные данные библиотека pro_metr.dll приведены в таблице 1.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	СПО ПК «Энергосфера [®] 8»
Идентификационное наименование ПО	pro_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
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 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

Но- мер ИК	Наименование объекта	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ	Сервер БД	Вид электроэнергии
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТП 6/101-4-6-10, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону корпуса № 4	ТТИ-60 600/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14	AQUARIUS SERVER	Активная / реактивная
2	ТП 6/101-4-6-10, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону корпуса № 8	ТТИ-30 200/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
3	ТП 6/101-4-6-10, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону корпуса № 4	ТТЭ-60 750/5, КТ 0,5 Рег. № 52784-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
4	ТП 17/101-6-10, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
5	ТП 17/101-6-10, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
6	ТП 10/101-10, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону корпуса № 2	ТТИ-85 750/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
7	ТП 12/101-10, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону корпуса № 5, 7, КРАНа	ТТИ-85 800/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
8	ТП 13/101-10, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону корпуса № 3, цеха № 3	ТТИ-60 600/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
9	ТП 13/101-10, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону цеха Поперечный	ТТИ-40 400/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ТП 7/101-6-10, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, панель 1	Т-0,66 М 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	ЭКОМ-3000, Рег. № 17049-14	AQUARIUS SERVER	Активная / реактивная
11	ТП 7/101-6-10, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, панель 9	Т-0,66 М 1500/5, КТ 0,5 Рег. № 71031-18	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			
12	ПС 110/35/6 кВ №101 «Гидростроитель», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч.23, ф.101-12	ТОЛ-НТЗ-10 600/5, КТ 0,5S Рег. № 51679-12	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			
13	ПС 110/35/6 кВ №101 «Гидростроитель», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч.26, ф.101-9	ТОЛ-СВЭЛ 600/5, КТ 0,5S Рег. № 42663-09	НТМИ-6 6000/100, КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			

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, указанных в таблицах 3 и 4;

2 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа СИ;

3 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 – Метрологические характеристики при измерении активной электрической энергии

№ ИК	Коэффициент мощности, $\cos(\varphi)$	Доверительные границы допускаемых относительных погрешностей измерений активной электроэнергии для рабочих условий измерений		
		$\pm\delta_{5\%P}$, [%]	$\pm\delta_{20\%P}$, [%]	$\pm\delta_{100\%P}$, [%]
		$W_{PI5\%} \leq W_{РИЗМ} < W_{PI20\%}$	$W_{PI20\%} \leq W_{РИЗМ} < W_{PI100\%}$	$W_{PI100\%} \leq W_{РИЗМ} \leq W_{PI120\%}$
1	2	3	4	5
1 – 11	0,5	5,5	3,0	2,3
	0,8	3,2	2,0	1,7
	1,0	2,1	1,5	1,4
12, 13	0,5	5,7	3,4	2,2
	0,8	3,4	2,3	1,7
	1,0	2,7	2,1	1,6
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с				± 5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
где δ [%] – доверительная граница допускаемой относительной погрешности измерений при значении тока в сети, равном 5% ($\delta_{5\%P}$), 20% ($\delta_{20\%P}$) и 100% ($\delta_{100\%P}$) относительно $I_{ном}$; $W_{изм}$ – значение приращения активной (P) электроэнергии за часовой интервал времени в диапазоне измерений с границами 5% ($W_{PI5\%}$), 20% ($W_{PI20\%}$), 100% ($W_{PI100\%}$) и 120% ($W_{PI120\%}$). Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая); 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ %.				

Таблица 4 – Метрологические характеристики при измерении реактивной электрической энергии

№ ИК	Коэффициент мощности, $\sin(\varphi)$	Доверительные границы допускаемых относительных погрешностей измерений реактивной электроэнергии для рабочих условий измерений		
		$\pm\delta_{5\%Q}$, [%] $W_{QI5\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI20\%}$	$\pm\delta_{20\%Q}$, [%] $W_{QI20\%} \leq W_{Qизм} < W_{QI100\%}$	$\pm\delta_{100\%Q}$, [%] $W_{QI100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{QI120\%}$
1 – 11	0,5	6,3	4,2	3,7
	0,8	4,3	3,4	3,3
	1,0	3,5	3,2	3,2
12, 13	0,5	5,4	4,1	3,3
	0,8	3,8	3,3	3,0
	1,0	3,5	3,2	2,9
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с				± 5
где δ [%] – доверительная граница допускаемой относительной погрешности измерений при значении тока в сети, равном 5% ($\delta_{5\%Q}$), 20% ($\delta_{20\%Q}$) и 100% ($\delta_{100\%Q}$) относительно $I_{ном}$; $W_{изм}$ – значение приращения реактивной (Q) электроэнергии за часовой интервал времени в диапазоне измерений с границами 5% ($W_{QI5\%}$), 20% ($W_{QI20\%}$), 100% ($W_{QI100\%}$) и 120% ($W_{QI120\%}$). Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая); 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ %.				

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - частота, Гц - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98,0 до 102,0 от 49,86 до 50,85 от 5 до 120 0,866 от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - частота, Гц - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C - для ТТ - для ТН - для счетчиков	от 90 до 110 от 49,6 до 50,4 от 5 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от -45 до +40 от -40 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 80000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, более Сервер: - 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 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТТИ	18
Трансформатор тока	ТТЭ	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Сервер сбора данных	AQUARIUS SERVER T40 S43	1
Устройство синхронизации системного времени	ЭКОМ-3000	1
Формуляр-паспорт	06.2019.019-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	06.2019.019-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «УК «ДИП», аттестованном ФБУ «Красноярский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311212.

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

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр-кт 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 Красноярском крае, Республике Хакасия и Республике Тыва» (ФБУ «Красноярский ЦСМ»)

Адрес: 660064, г. Красноярск, ул. Академика Вавилова, д. 1А

Телефон: (391) 236-30-80

Факс: (391) 236-12-94

Web-сайт: <http://www.krascsm.ru>

E-mail: csm@krascsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311536.

в части вносимых изменений

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 «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 80423-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (ИП Линевич А.С., ООО «Компания Энерт», ООО «НовоТЭК»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (ИП Линевич А.С., ООО «Компания Энерт», ООО «НовоТЭК») (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройства синхронизации времени УСВ-2 и УСВ-3 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат пакетных данных посредством сотовой GSM связи (GPRS соединение), где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-3 в качестве основного УСВ и УСВ-2 в качестве находящегося в холодном резерве УСВ, синхронизирующими собственные шкалы времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 или УСВ-2 осуществляется во время сеанса связи с УСВ. При наличии любого расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера АИИС КУЭ, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в Паспорте-Формуляре. Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2.0» 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 «Пирамида 2.0».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО «Пирамида 2.0» 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 измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер АИИС КУЭ	
1	КВЛ 10 кВ Ос12, оп. №7-7А, ПКУ 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-2 Рег. № 41681-10 / Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ВЛ 10 кВ Пз9, ответвление ВЛ 10 кВ Пз9, оп. № 3-31, ПКУ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10-01 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
3	КТПН 10 кВ КЗ1-620п, РУ 0,4 кВ СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 54852-13	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
4	ЩУ 0,4 кВ ООО НОВОТЭК, КЛ 0,4 кВ Цех	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ ± 5 с

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 указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,9	3,0	5,5	2,3	3,3	5,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,3	3,5
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,1	2,9
3-4 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,2	5,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,5	2,8	1,7	2,2	3,3
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,8	1,1	1,9	1,6	1,9	2,6

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии средней мощности (получасовой).
- 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд. И температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С.
- 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

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

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК			
		Основная относительная погрешность ИК $(\pm \delta)$, %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,6	2,8	5,7	4,3
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,8	4,3	3,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,1	1,6	4	3,6
3-4 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,5	2,7	5,6	4,2
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,4	1,7	4,2	3,6
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,8	1,4	3,9	3,5

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии средней мощности (получасовой).
- 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд. И температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С.
- 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,5 до 50,5 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики (рег. №, 47560-11, 48266-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчики (рег. № 50460-12, 36697-12): - 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 УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

– параметрирования;

- пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - сервера (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована);
 - о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-Формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-01	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Паспорт-Формуляр	2020-01-КЭС.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (ИП Линевич А.С., ООО «Компания Энерт», ООО «НовоТЭК»)), аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Изготовитель

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

ИНН 2308138781

Юридический адрес: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1

Телефон: +7 (861) 268-92-78

Web-сайт: www.kes-krd.ru

E-mail: kes@mail.kes23.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: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

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

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314846.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 83181-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки заправочные газовые (ГЗК) РМ СТАРК

Назначение средства измерений

Колонки заправочные газовые (ГЗК) РМ СТАРК (далее – колонки) предназначены для измерений массы компримированного природного газа (далее – КПП) при выдаче его в топливные баллоны транспортных средств, передвижных автомобильных газовых заправщиков (далее – ПАГЗ) и иных газовых баллонов и баллонных связок.

Описание средства измерений

Принцип действия колонок состоит в следующем: КПП из баллонной связки или напрямую из компрессорной установки автомобильной газонаполнительной компрессорной станции подводится к колонке. Далее через входной фильтр, а также через понижающий регулятор давления (опция) КПП поступает на вход электромагнитного/пневматического клапана. При подаче команды о начале заправки транспортного средства, открывается электромагнитный/пневматический клапан, КПП поступает в счетчик-расходомер массовый (далее – расходомер), из которого через раздаточный рукав с заправочным устройством поступает в топливный баллон транспортного средства, ПАГЗ, иной газовый баллон или баллонную связку. Информация о массе КПП, прошедшего через расходомер, поступает в электронно-вычислительное устройство. На дисплее колонки отображается масса или объем отпускаемого КПП, цена за единицу массы или объема и стоимость выданной дозы.

Показания дисплея автоматически обнуляются перед выдачей новой дозы.

Задание дозы и получение данных о количестве отпущенного КПП возможно, как с пульта управления колонки (опционально), встроенного в колонку на лицевой части панели с одной стороны, или с помощью персонального компьютера с установленным программным обеспечением автоматической системой отпуска топлива, который располагается в помещении операторной.

Основными составляющими колонки являются:

- корпус;
- расходомер;
- электронно-вычислительное устройство С4000;
- запорно-регулирующая арматура (электромагнитные или пневматические клапаны, краны, регуляторы);
- дисплей;
- раздаточный рукав с заправочным и предохранительным устройством, выдерживающий давление не менее 24,5 МПа.

Колонки изготавливаются в модификациях, которые отличаются количеством раздаточных рукавов, номинальным массовым расходом КПП через рукав, массой, количеством входных газовых линий.

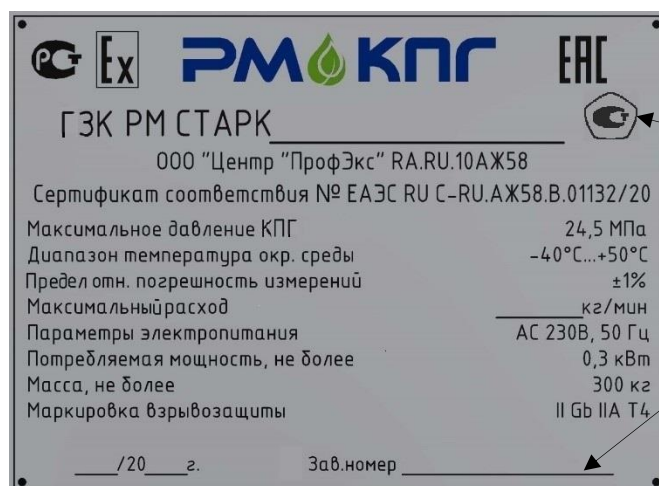
Пломбирование колонки осуществляется с помощью проволоки и свинцовых или пластиковых пломб, на которые давлением ударного клейма (плашки) наносится знак поверки. В колонке пломбируются скоба, фиксирующая тумблер отключения блокировки изменения коэффициента юстировки, и место присоединения расходомера к колонке.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку колонки ударным способом.

Корпус колонки окрашивается в цвета по заказу заказчика.

Структура и расшифровка условного обозначения колонок:

ГЗК РМ СТАРК	XX	-	XX	-	XX	-	XXX	-	X	Для заправки: – П – колонка для заправки ПАГЗ; – символ отсутствует – колонка для заправки топливных баллонов транспортных средств, и иных газовых баллонов и баллонных связей Тип расходомера: – С – С4000 KG Meter производства «Compac Industries Ltd.», Новая Зеландия; – ММ – счетчик-расходомер массовый Micro Motion (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ) 45115-16); – EL – счетчик-расходомер массовый ЭЛМЕТРО-Фломак (регистрационный номер в ФИФОЕИ 47266-16); – KR – расходомер массовый OPTIGAS 4010C (регистрационный номер в ФИФОЕИ 57811-14); – YG – расходомер-счетчик массовый кориолисовый Rotamass модели RC (регистрационный номер в ФИФОЕИ 75394-19); – AMF – расходомер кориолисовый массовый AMF (регистрационный номер в ФИФОЕИ 91832-24); – SM – счетчик-расходомер массовый Штрай-Масс (регистрационный номер в ФИФОЕИ 70629-18) Кол-во входных газовых линий, шт.: 1л – 1; 2л – 2; 3л – 3. Количество заправочных рукавов, шт.: 1п – 1; 2п – 2. Максимальный массовый расход КПП (15, 50, 70, 80 кг/мин).
--------------	----	---	----	---	----	---	-----	---	---	--



Место нанесения
знака утверждения
типа

Место нанесения
заводского номера

Рисунок 1 – Общий вид маркировочной таблички



Рисунок 2 – Общий вид колонок

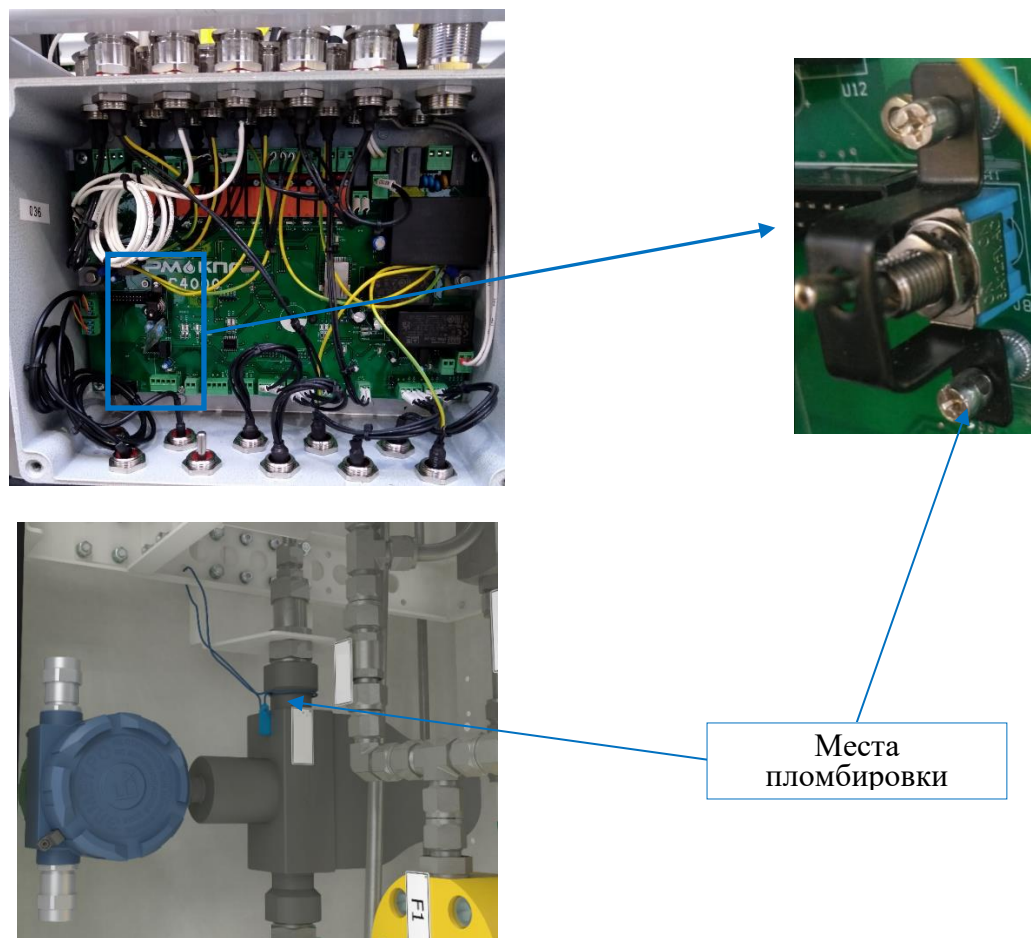


Рисунок 3 – Места пломбировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) загружается в электронно-вычислительное устройство С4000 и выполняет функции управления клапанами, подсчетом массы или объема отпускаемого КПП, вывода информации о массе или объеме отпущенного КПП и его стоимости на дисплей и интерфейсы связи, управления режимами работы колонок.

Защита ПО обеспечивается использованием паролей доступа. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния ПО.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HIU, HIA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 29285
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная масса дозы выдачи, кг	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы КПП, %	± 1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальный массовый расход КПП, кг/мин, для модификаций:	
– ГЗК РМ СТАРК-15-XX-XX-XXX-X	15
– ГЗК РМ СТАРК-50-XX-XX-XXX-X	50
– ГЗК РМ СТАРК-70-XX-XX-XXX-X	70
– ГЗК РМ СТАРК-80-XX-XX-XXX-X	80
Длина раздаточного рукава, м, не менее	3
Дискретность указателя суммарного учета	1
Максимальное рабочее давление КПП, МПа	24,5
Верхний предел показаний указателя разового и суммарного учета:	
– выданного КПП, кг	9999,99
– цены за 1 кг КПП, руб.	999,99
– стоимость выданной дозы, руб.	9999,99
Рабочие условия измерений:	
– относительная влажность окружающего воздуха, %	от 35 до 95
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +50
Параметры источника питания переменного тока:	
– напряжение, В	230
– частота, Гц	от 50 до 60
Потребляемая мощность, Вт, не более	500
Габаритные размеры, мм, не более:	
– ширина	1100
– длина	650
– высота	2700
Масса, кг, не более	300
Степень защиты от внешних влияющих воздействий по ГОСТ 14254–2015	IP23
Маркировка взрывозащиты	II Gb IIA T4

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	2000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку колонки фотографическим способом и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Колонка заправочная газовая (ГЗК)	РМ СТАРК	1
Руководство по эксплуатации	РМ.407371.030РЭ	1
Паспорт	РМ.407371.030ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Общие указания, состав и назначение» паспорта РМ.407371.030ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ТУ 26.51.52.014-001-2020 Колонки заправочные газовые (ГЗК) РМ СТАРК. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РМ КПП» (ООО «РМ КПП»)

ИНН 7703791013

Юридический адрес: 123022, г. Москва, ул. Рочдельская, д. 15, стр. 1, каб. 30

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РМ КПП» (ООО «РМ КПП»)

ИНН 7703791013

Юридический адрес: 123022, г. Москва, ул. Рочдельская, д. 15, стр. 1, каб. 30

Адрес места осуществления деятельности: 603004, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, пр-кт Ленина, д. 88

Испытательный центр

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

Адрес: 121471, г. Москва, ул. Маршала Неделина, д. 34, к. 2

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

в части вносимых изменений

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

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 84336-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1101
ПСП «Уренгой - Пур-Пэ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1101 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти. Выходные сигналы расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, трубопоршневой поверочной установки, системы сбора, обработки информации и управления, узла подключения передвижной поверочной установки и системы дренажа.

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

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass (далее – СРМ)	15201-11
Преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 модели ТСПУ031С/ХТ	46611-16
Датчики давления Метран-150 моделей 150TG и 150CD	32854-13

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи плотности и расхода CDM модификации CDM100P	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Влагомеры поточные ВСН-АТ	62863-15
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – ИВК)	57563-14
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н-01	82252-21
Установка трубопоршневая двунаправленная ТПУ ЭМИС	73906-19

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

- автоматические измерения плотности, вязкости нефти и объемной доли воды в нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки;

- контроль метрологических характеристик СРМ по контрольно-резервному СРМ, применяемому в качестве контрольного;

- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на внутренней стороне двери аппаратного блока, с помощью специализированного лазерного принтера с термическим закреплением печати.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблицах 2 и 3.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.13
Цифровой идентификатор ПО	9935

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Паспорт качества
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.03
Цифровой идентификатор ПО	e592ba4917f0c157e2809910f1104f12
Идентификационное наименование ПО	Акт приема сдачи
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.03
Цифровой идентификатор ПО	f5b597474e0213cc43e05fdbb7ef9589
Идентификационное наименование ПО	Поверка МПР по ТПУ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.05
Цифровой идентификатор ПО	7c3d5a273c95bc458b2bbd82abe1f249
Идентификационное наименование ПО	КМХ МПР по ТПУ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.06
Цифровой идентификатор ПО	8026d8f6701aec3a917a66a71016c6d7
Идентификационное наименование ПО	КМХ МПР по контрольному МПР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.06
Цифровой идентификатор ПО	30404d970c2247c01acc1efe9f47935d
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по ареометру
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	650a61369fb7aa8dcaaf845440f363cb
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по резервному
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	58e96436528f71af5e10fd92790d21d8
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по эталонному
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	b90e55b152b5bb3d28688923c45e95bc

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по пикнометру
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	66a31dd0a95d9a951f3cd63d1f03ab91
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВл по лаборатории
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	64ee1a26ed77b1cf4899b9d0c9254525
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВл по резервному
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	beb2423994e133852913ec3568ee5b22
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВз по лаборатории при ру
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	9be7af331d603cf747226ed8a4e79c4b
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВз по лаборатории при 20 °С
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	814c71e526a19bdcdb0ebf23b9ebe655
Идентификационное наименование ПО	Паспорт качества (ЕАЭС)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.03
Цифровой идентификатор ПО	b4ee894a03197538c9e4740db3203b3d
Идентификационное наименование ПО	Акт приема сдачи (ЕАЭС)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.01
Цифровой идентификатор ПО	ba086c2389cf59024ea65121571ebad5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти, м ³ /ч (т/ч)	от 85 (74) до 1039 (800)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	5 (3 рабочих, 1 резервная, 1 контрольно-резервная)
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -55 до +40
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - максимально допустимое	0,5 от 0,7 до 4,7 6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +30 до +50
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С, кг/м ³	от 770 до 870
Вязкость кинематическая при температуре +20 °С, мм ² /с (сСт), не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1101 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ», заводской № 80803629.425270.025-СИК НКС(К)	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	ИЭ ОКИПАиМ-107	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1101 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.48720).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.1.1);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)
ИНН: 7704028125
Адрес: 117342, г. Москва, ул. Бутлерова, д. 17, эт./ком. 5/7
Телефон: +7 (499) 580-41-40
Факс: +7 (499) 580-41-36
Web-сайт: www.gazprom-auto.ru
E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)
ИНН: 7704028125
Адрес: 117342, г. Москва, ул. Бутлерова, д. 17, эт./ком. 5/7
Телефон: +7 (499) 580-41-40
Факс: +7 (499) 580-41-36
Web-сайт: www.gazprom-auto.ru
E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская,
д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32
Web-сайт: www.vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 84544-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1104
ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» резервная

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1104 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» резервная (далее – СИКН) предназначена для динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводу за отчетный интервал времени.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти. Выходные сигналы расходомеров массовых, преобразователей температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов. Часть измерительных компонентов СИКН формируют измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются поэлементным или комплектным методом.

СИКН состоит из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти, системы сбора, обработки информации и управления, узла подключения передвижной поверочной установки и системы дренажа.

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

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Расходомеры массовые Promass модификации Promass 300 (далее – СРМ)	68358-17
Преобразователи температуры программируемые ТСПУ 031 модели ТСПУ031С/ХТ	46611-16
Датчики давления Метран-150 моделей 150TG и 150CD	32854-13

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователь плотности и расхода CDM модификации CDM100P	63515-16
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Влагомер поточный ВСН-АТ	62863-15
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее – ИВК)	64224-16

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений за установленные интервалы времени в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в аккредитованной испытательной лаборатории или массовой доли воды, вычисленной по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером;

- автоматические измерения плотности, вязкости нефти и объемной доли воды в нефти;

- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;

- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с применением поверочной установки;

- автоматический и ручной отбор проб нефти в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;

- автоматический контроль технологических параметров нефти в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;

- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Заводской номер СИКН нанесен на маркировочную табличку, закрепленную на внутренней стороне двери аппаратного блока, с помощью специализированного лазерного принтера с термическим закреплением печати.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, на фланцевых соединениях СРМ предусмотрены места для установки пломб. Пломбировка осуществляется нанесением знака поверки давлением на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах СРМ, и контрольной проволоке, установленной на электронном преобразователе СРМ согласно рисунку 1.

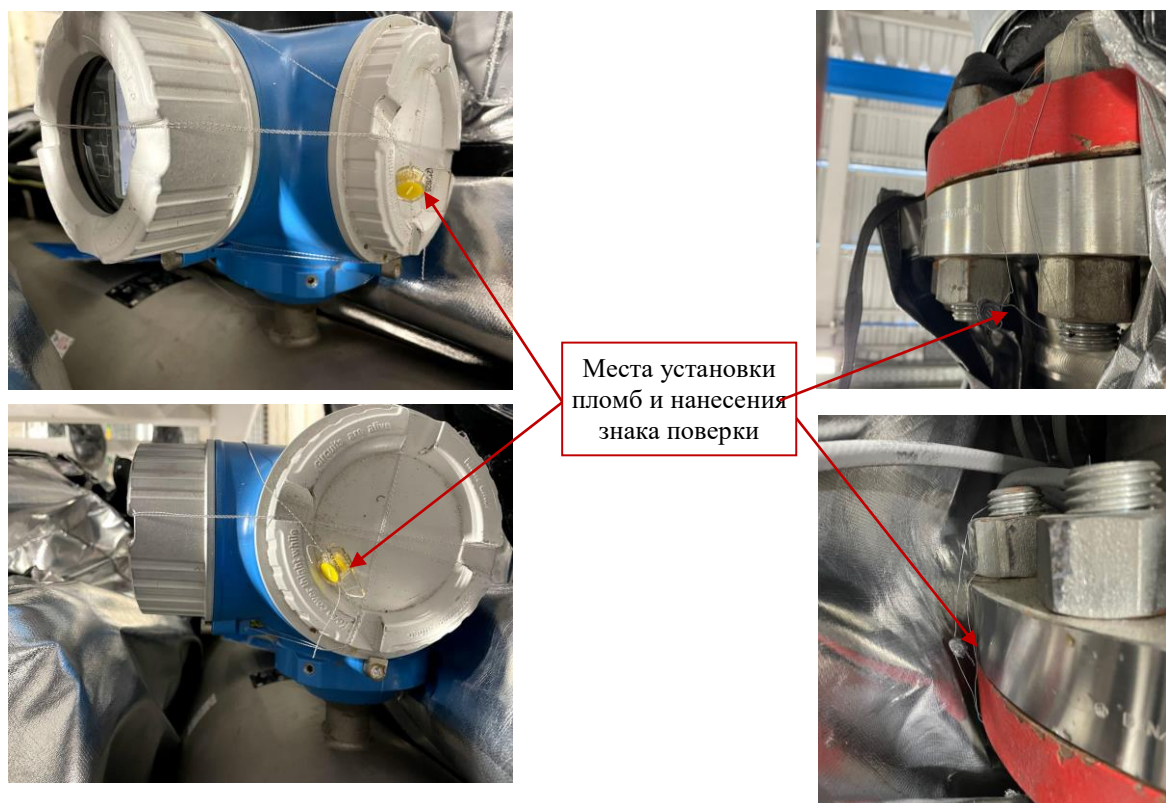


Рисунок 1 – Места установки пломб и места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора приведены в таблицах 2 и 3.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические характеристики СИКН нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.13
Цифровой идентификатор ПО	9935

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Паспорт качества
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.02
Цифровой идентификатор ПО	3b6015d550c4aa41246cc68c68ee146f
Идентификационное наименование ПО	Акт приема сдачи
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.02
Цифровой идентификатор ПО	d407167bc18ee1fb706d6889858df7ec

Продолжение таблицы 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Поверка МПР по компакт-пруверу
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.06
Цифровой идентификатор ПО	6b56c50edcbf98ee324e7c1eac17ca84
Идентификационное наименование ПО	КМХ МПР по компакт-пруверу
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.05
Цифровой идентификатор ПО	56a7f0cfaee4359b6cee1f6d2baab066
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по ареометру
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	3b609651df9166b8f479ee1a201c1b86
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по эталонному
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	7d4c542a87435aaba48ce60467d51085
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПП по пикнометру
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	6a0d135547a05c15081a193ab5d1f186
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВл по лаборатории
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	7a74d45f40759dfefeb658a559ebba7827
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВз по лаборатории при ру
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	a2fa605a94603e78034aaf610810bb14
Идентификационное наименование ПО	КМХ ПВз по лаборатории при 20 °С
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	9449448515dc4b430b83caddbfd0fa7b
Идентификационное наименование ПО	Паспорт качества (ЕАЭС)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.03
Цифровой идентификатор ПО	048a0c7ed72665493e1907afcb8de4f0
Идентификационное наименование ПО	Акт приема сдачи (ЕАЭС)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.01
Цифровой идентификатор ПО	17192193b26b7b0aab9e4e2f586fa77a

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН приведены в таблицах 4, 5 и 6.

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	СРМ	ИВК	от 74 до 400	±0,25
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений						

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, м ³ /ч (т/ч)	от 85 (74) до 1039 (800)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 рабочие
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -55 до +40
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	нефть
Избыточное давление измеряемой среды, МПа: - минимальное - рабочее - максимально допустимое	0,5 от 0,7 до 4,7 6,3
Температура измеряемой среды, °С	от +30 до +50
Плотность измеряемой среды при температуре +20 °С, кг/м ³	от 770 до 870
Вязкость кинематическая при температуре +20 °С, мм ² /с (сСт), не более	10
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1104 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» резервная, заводской № 15.2019.2962	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	ИЭ ОКИПАиМ-108	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1104 ПСП «Уренгой - Пур-Пэ» резервной» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.48988).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.1.1);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)
ИНН: 7704028125
Адрес: 117342, г. Москва, ул. Бутлерова, д. 17, эт./ком. 5/7
Телефон: +7 (499) 580-41-40
Факс: +7 (499) 580-41-36
Web-сайт: www.gazprom-auto.ru
E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Газпром автоматизация»
(ПАО «Газпром автоматизация»)
ИНН: 7704028125
Адрес: 117342, г. Москва, ул. Бутлерова, д. 17, эт./ком. 5/7
Телефон: +7 (499) 580-41-40
Факс: +7 (499) 580-41-36
Web-сайт: www.gazprom-auto.ru
E-mail: gazauto@gazprom-auto.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес местонахождения: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская,
д. 7 «а»

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

Телефон: (843) 272-70-62, факс: (843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 85968-22

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КППЭС филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер базы данных (далее по тексту – сервер), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2, технические средства приёма-передачи и программное обеспечение (далее по тексту – ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 секунду. 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 1 секунду мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

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

Сервер уровня ИВК АИИС КУЭ, установленный в центре сбора и обработки информации (далее по тексту – ЦСОИ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут проводит опрос счётчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера уровня ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электрической энергии и АО «АТС» осуществляется от АРМ АИИС КУЭ, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы. Базовым устройством СОЕВ является блок коррекции времени типа ЭНКС-2 (далее по тексту – БКВ), синхронизирующий собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

БКВ каждую секунду посылает метку точного времени на сервер уровня ИВК. Сличение времени сервера со временем ЭНКС-2 осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 секунды.

Сервер уровня ИВК опрашивает счетчики электрической энергии уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счётчиков более чем на 1 секунду происходит коррекция часов счётчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счётчиков и сервера. 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 306 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 применяется ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера».

В состав ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» входят модули, указанные в таблице 1.

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР», является файл `ac_metrology.dll`. Метрологически значимой частью ПО ПК «Энергосфера», является файл `pso_metr.dll`.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	<code>ac_metrology.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	12.1.0.0
Цифровой идентификатор <code>ac_metrology.dll</code>	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО ПК «Энергосфера»	<code>pso_metr.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО ПК «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор <code>pso_metr.dll</code>	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» не влияют на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-1	ТЛП-10 750/5 0,5S Рег. № 30709-07	ЗНОЛ-ЭК-10 6600/√3/110/√3 0,2 Рег. № 47583-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,5	±1,6
						Реактивная	±2,4	±2,8
2	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-2	ТЛП-10 750/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, ВЛ-35 кВ М-49	GIF 300/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
4	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, ВЛ-35 кВ М-58	GIF 300/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
5	Кайтакоски ГЭС (ГЭС-4) Каскада Пазских ГЭС, ВЛ-110 кВ ОЛ-130	OSKF 600/5 0,2S Рег. № 29687-05	OTEF 126 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 63404-16	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-1	ТЛП-10 2000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
7	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-6 кВ Г-2	ТЛП-10 2000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
8	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-35 кВ М-58	GIF 300/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, ЗРУ-110 кВ Т-1	OSKF 200/5 0,2S Рег. № 29687-05	OTEF 126 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 63404-16	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
10	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, ЗРУ-110 кВ Т-2	OSKF 200/5 0,2S Рег. № 29687-05	OTEF 126 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 63404-16	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
11	Янискоски ГЭС (ГЭС-5) Каскада Пазских ГЭС, РУ-35 кВ Т-7 Л-6	GIF 75/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF 35000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-1	ТЛП-10 1000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
13	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-2	ТЛП-10 1000/5 0,5S Рег. № 30709-07	ЗНОЛ-ЭК-10 $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 47583-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,5	±1,6
						Реактивная	±2,4	±2,8
14	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-3	ТЛП-10 1000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ Л-130	VAU 400/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
16	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ Л-133	VAU 400/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
17	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ Л-132	VAU 400/5 0,2S Рег. № 53609-13	VAU $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 53609-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-30 кВ ЛК-15	GIF 30/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF $35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
19	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-30 кВ ЛМ-57	GIF 30/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF $35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
20	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-30кВ ВЛ-30 кВ В/Ч	GIF 25/5 0,5S Рег. № 29713-06	VEF $35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 29712-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ ф. Магазин М-2	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
22	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ (РУ-30 кВ) ф. Кафе	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
23	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ ф. ГПЗ «Пасвик», административ ное здание	T-0,66 100/5 0,5S Рег. № 52667-13	-	A1805RAL-P4G-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУСН-0,4 кВ ф. ГОКУ «Печенгское подразделение ГПС Мурманской области» пожарное депо	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
25	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-1	ТЛП-10 2000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
26	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-2	ТЛП-10 2000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ ОЛ-132	OSKF 300/5 0,2S Рег. № 29687-05	ОТЕФ 126 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 63404-16	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
28	Хевоскоски ГЭС (ГЭС-7) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-110 кВ ОЛ-133	OSKF 300/5 0,2S Рег. № 29687-05	ОТЕФ 126 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 63404-16	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
29	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-1	ТЛП-10 2000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ Г-2	ТЛП-10 2000/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
31	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ОРУ-150 кВ Л-167	VAU-245 300/1 0,2S Рег. № 88343-23	VAU-245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 88343-23	A1802RAL-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
32	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-10 кВ ТП «Поселок» ф. «Таможня»	ТЛП-10 50/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП «Поселок» ф. «Освещение и отопление таможни»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
34	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП «Поселок» ф. «Вышка Мегафон»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
35	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП «Поселок» ф. «Вышка МТС»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ РУ-30 кВ «М» «МегаФон»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
37	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ РУ-30 кВ «М» «МТС»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
38	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ РУ-30 кВ «М» «Ретранслятор ОРТПЦ»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
39	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, сборка 0,4кВ № 13 ГЭС-6 ф. «МегаФон»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
40	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, сборка 0,4кВ № 13 ГЭС-6 ф. «МТС»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
41	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, Здание М-2, Магазин, ГРП-0,4 кВ ф. «Почта»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
42	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, ГРП «Клуб Раякоски» ф. «Медицинский кабинет п. Раякоски»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
43	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ ТП-30 кВ "К-15" ф. «Клуб»	ТОП 100/5 0,5S Рег. № 47959-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
44	Раякоски ГЭС (ГЭС-6) Каскада Пазских ГЭС, РУ-0,4 кВ РУ-30 кВ «М» «ФАП»	ТШП 150/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, «Ретранслятор ОРТПЦ»	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
46	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, ф. D1	ТШП 200/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
47	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, ф. D2	ТШП 200/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
48	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, ф. D3	ТШП 200/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
49	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, ф. D4	ТШП 200/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
50	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, ф. D5	ТШП 200/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	Борисоглебская ГЭС (ГЭС-8) Каскада Пазских ГЭС, ТП «Посёлок», РУ-0,4 кВ, ф. Н	ТШП 200/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-20	ПЭВМ с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	±1,7 ±2,7	±2,1 ±4,1

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 минут.

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

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 АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	51
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2 до 120 от 2 до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от I_b - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C, в месте расположения: - ТТ и ТН - счетчиков - сервер БД, БКВ	от 90 до 110 от 2 до 120 от 2 до $I_{макс}$ от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- функция регистрации в журналах событий счетчиков фактов:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- функция регистрации в журналах событий серверов фактов:
 - даты начала регистрации измерений;
 - установки и корректировки времени;
 - нарушение защиты сервера;
 - резервирование каналов передачи данных в системе;

резервирование электропитания оборудования системы.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчиков электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - серверов.
- наличие защиты информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчике электрической энергии;
 - установка пароля на сервере, предусматривающего разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - использования цифровой подписи при передаче информации с результатами измерений.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист ЭС-98-11/2020-4-5-6-7-8.ПС паспорта на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	36
Трансформатор тока	GIF	21
Трансформатор тока	OSKF	15
Трансформатор тока	T-0,66	3
Трансформатор тока	ТОП	3
Трансформатор тока	ТШП	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	30
Трансформатор напряжения	VEF	9
Трансформатор напряжения	OTEF 126	12
Трансформатор комбинированный	VAU	9
Трансформатор комбинированный	VAU-245	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	19
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	8
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4G-DW-4	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1820RLQ-P4GB-DW-4	14
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RLQ-P4GB-DW-4	8

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
	ПО «Энергосфера»	1
Паспорт	ЭС-98-11/2020-4-5-6-7-8.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

приведены в документе ЭС-98-11/2020-4-5-6-7-8.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КПГЭС филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации от 15.11.2021 № 26-RA.RU.311468-2021, выданное ООО «ОКУ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311468.

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

Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 1»
филиал «Кольский» (ПАО «ТГК-1» филиал «Кольский»)
ИНН 7841312071
Адрес: 184355, Мурманская обл., Кольский р-н, п. Мурмаши, ул. Советская, д. 2
Телефон: (8152) 48-20-00
E-mail: office.kola@tgc1.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)
ИНН 7802222000
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, лит. А, помещ. 7-Н
Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71
Факс: 8(812) 368-02-72
E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге, 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: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (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 «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 89295-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества нефтепродуктов АУТН
АО «Газпромнефть-МНПЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества нефтепродуктов АУТН АО «Газпромнефть-МНПЗ» (далее – система) предназначена для измерений в автоматизированном режиме массы нефтепродуктов в железнодорожных цистернах, управления процессом налива, а также проведения учетно-расчетных операций при отгрузке нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на прямом методе статических измерений массы нефтепродукта в остановленных нерасцепленных железнодорожных цистернах с учетом поправочного коэффициента на выталкивающую силу воздуха.

Система осуществляет измерение массы нефтепродукта следующим образом:

Масса порожних и груженых железнодорожных цистерн установленных в наливных позициях измеряется на весах вагонных 7260 модификации 7260S. Взвешивание железнодорожных цистерн проводится на двух подъездных путях, на каждом из которых размещены двое весов.

Значение измеряемой температуры воздуха преобразуется термопреобразователем сопротивления Метран-2000 в сигнал электрического сопротивления и поступает на вход преобразователя JUXTA серии VJ модели VJU7, который преобразует его в цифровой выходной сигнал. Значение атмосферного давления преобразователем давления измерительным EJ*, модификации EJX, модель EJX510A преобразуется в аналоговый унифицированный электрический сигнал силы постоянного тока (от 4 до 20 мА) и поступает на вход преобразователя JUXTA, серии VJ, модель VJA7, который преобразует его в цифровой выходной сигнал. Далее значения температуры и атмосферного давления в виде цифровых выходных сигналов по интерфейсу RS-485 через конвертер передаются по сети Ethernet на автоматизированные рабочие места оператора и в весовые терминалы IND780 из состава весов вагонных 7260 модификации 7260S. В весовых терминалах IND780 по измеренным значениям массы порожней и груженой железнодорожной цистерны, температуры воздуха, атмосферного давления и переданного из АРМ оператора значения плотности нефтепродукта вычисляется масса нефтепродукта с поправочным коэффициентом на выталкивающую силу воздуха. Значения массы нефтепродукта в виде цифрового выходного сигнала передаются на автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) оператора.

Система представляет собой единичный экземпляр средства измерений, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления и состоит из четырех автономных блоков обеспечивающих измерение массы нефтепродуктов на одних весах.

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

Конструктивно система выполнена в виде:

- четырех грузоприемных устройств (далее - ГПУ) из состава весов по два на каждом подъездном пути;
- термопреобразователя сопротивления;
- преобразователя давления;
- двух шкафов с установленными в них терминалами IND780 из состава весов, а также преобразователями JUXTA серии VJ (модель VJA7 и модель VJU7);
- АРМ оператора.

Измерительные компоненты, входящие в состав системы, являются средствами измерений утвержденного типа, перечень которых приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	Количество
1	2	3
Весы вагонные 7260 модификации 7260S 12х2-100	71056-18	4 шт.
Преобразователь давления измерительный EJ*, модификации EJX, модель EJX510A	59868-15	1 шт.
Термопреобразователь сопротивления Метран-2000	38550-13	1 шт.
Преобразователь JUXTA серии VJ, модель VJA7	59309-14	1 шт.
Преобразователь JUXTA серии VJ, модель VJU7	59309-14	1 шт.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение массы порожних и груженых железнодорожных цистерн;
- автоматическое измерение атмосферного давления и температуры окружающего воздуха;
- автоматизированное вычисление массы нефтепродуктов в соответствии с методикой измерений с учетом поправки на выталкивающую силу воздуха;
- регистрацию, обработку, хранение и индикацию результатов измерений;
- передача измерительной информации в другие информационные или информационно-измерительные системы по цифровым каналам связи для формирования отчетных документов по результатам взвешивания;
- архивирование и хранение данных по операциям отпуска нефтепродукта;
- самодиагностику;
- защиту результатов измерений от несанкционированного доступа;
- ведение журналов отказов, неисправностей и других нештатных ситуаций работы оборудования, а также действий персонала;
- обмен данными с микропроцессорной системой автоматизации автоматизированной установки тактового налива (МПСА АУТН), другими информационными системами.

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав системы, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Заводской номер системы №01 нанесен на маркировочной табличке методом лазерной гравировки и указан в паспорте системы. Маркировочная табличка закреплена на шкафу ШУ ВОСВ из состава системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из встроенного ПО весов вагонных 7260 и автономного ПО АРМ оператора.

Автономное ПО АРМ оператора функционирует в SCADA-системе SIMATIC WinCC, осуществляет отображение информации об отгрузке (загрузочные заказы), весовой информации и информации о состоянии весового оборудования, управление этапами процесса налива, формирование отчетной документации, ведение архивов.

Метрологически значимой частью программного обеспечения является:

- встроенное ПО весовых терминалов IND780 из состава весов вагонных 7260;
- SIMATIC WinCC скрипт на АРМ оператора (clMeasure.bmo).

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО терминалов IND780

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Terminal FW MCN1.7
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.0.10
Цифровой идентификатор ПО	_*
* - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования	

Уровень защиты программного обеспечения терминалов IND780 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 3 – Идентификационные данные метрологически значимого ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	clMeasure.bmo
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	C3A45E04
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массы нефтепродукта в железнодорожной цистерне, т	от 45 до 70
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	$\pm 0,45$
Диапазон измерений температуры воздуха, °С	от -50 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха, °С	$\pm 1,0$
Диапазон измерений атмосферного давления, кПа	от 0 до 200
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений атмосферного давления, %	$\pm 1,0$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда (нефтепродукты)	автомобильный бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей
Диапазон изменения массы железнодорожных цистерн, т – порожних – груженых	от 23 до 30 от 68 до 100
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С: – в месте размещения ГПУ и датчиков весов, преобразователя давления и термопреобразователя сопротивления – в месте размещения весовых терминалов и преобразователей JUXTA, АРМ оператора – относительная влажность воздуха, %: – в месте размещения ГПУ и датчиков весов, преобразователя давления и термопреобразователя сопротивления – в месте размещения весовых терминалов и преобразователей JUXTA, АРМ оператора – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +15 до +25 95 (без конденсации влаги) от 30 до 80 от 84 до 106,7
Максимальное количество железнодорожных цистерн в составе при взвешивании на весах остановленных нерасцепленных цистерн, шт.	18

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества нефтепродуктов АУТН АО «Газпромнефть-МНПЗ»	-	1 шт. Зав. № 01
Паспорт	10144-10-03.АТХ.ПС	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 1222-RA.RU.311735-2023 «ГСИ. Масса нефтепродуктов. Методика измерений в железнодорожных цистернах системой измерений количества нефтепродуктов АУТН АО «Газпромнефть-МНПЗ» с изменением №1, аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.311735. Свидетельство об аттестации № 1222-RA.RU.311735-2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.6.3.3.2).

Правообладатель

Акционерное общество «Газпромнефть - Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)

ИНН 7723006328

Юридический адрес: 109429, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Капотня, кв-л Капотня 2-й, д. 1, к. 3

Телефон: +7 (495) 734 92 00

Факс: +7 (495) 355 62 52

E-mail: MNPZ@gazprom-neft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МАРКОН Инженергезелльшафт РУС»
(ООО «МАРКОН Инж. РУС»)

ИНН 7731141352

Адрес: 129626, г. Москва, ул. Мытищинская 2-я, д. 2, стр. 2, эт. №1, помещ. № II, ком. №10

Телефон (факс): +7 (499) 551 57 07

E-mail: info@marcon-fs.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 90615-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ПрофЭнергоСбыт»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS приемника типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и её хранение, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;

- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер при помощи ПО «АльфаЦЕНТР» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещает измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через опто-порт счетчиков.

Для ИК №1.1, 1.2, 1.3, 1.4 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Радищево, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений №69256-17 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате XML по электронной почте.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передача КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит УСВ-2 (Рег. №41681-09), время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем УСВ-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется раз в 12 ч при расхождении времени УСВ-2 с показаниями часов сервера более чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 1 с.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Радищево.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» ac_metrology2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.1
Цифровой идентификатор ПО	39989384CC397C1B48D401302C722B02
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 220/110/35/1 0/6 кВ «Радищево», ЗРУ-10 кВ, 4 с 10 кВ, яч.№32, КЛ-10 кВ фидер № 432	ТОЛ-10-I-1 У2 кл.т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. №15128-03	НТМИ-10-66 У3 кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №83128-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №22422-07	TK16L Рег. №36643-07 / УСВ-2 Рег. №41681-09
1.2	ПС 220/110/35/1 0/6 кВ «Радищево», ЗРУ-10 кВ, 3 с 10 кВ, яч.№37, КЛ-10 кВ фидер № 337	ТОЛ-10-I-8 У2 кл.т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. №15128-07	НТМИ-10-66 У3 кл.т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №83128-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №22422-07	
1.3	ПС 220 кВ Радищево, КРУ 6 кВ, 1 сек. 6 кВ, яч.№36, КЛ 6 кВ фидер Техно-Комплекс-1	ТЛП-10-6 М1С У3 кл.т. 0,2S Ктт 1200/5 Рег. №30709-11	НТМИ-6-66 У3 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №83126-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №22422-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.4	ПС 220 кВ Радищево, КРУ 6 кВ, 2 сек. 6 кВ, яч. №35, КЛ 6 кВ фидер Техно- Комплекс-2	ТЛП-10-6 М1С У3 кл.т. 0,2S Ктт 1200/5 Рег. №30709-11	НТМИ-6 кл.т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №831-53	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №22422-07	УСВ-2 Рег. №41681-09
2.1	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 1-ВП	ТТЕ-30 кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. №73808-19	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.2	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 2-ВП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.3	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 2-РП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.4	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 3-АВР	ТТЕ-30 кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. №73808-19	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.5	ВРУ-2 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 1-ВП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.6	ВРУ-2 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 2-ВП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.7	ВРУ-2 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 2-РП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.8	ВРУ-2 0,4 кВ ж/д №127, ШУ 3-АВР	ТТЕ-30 кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. №73808-19	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0Рег. №75755-19	
2.9	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №20, ШУ 1-ВП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	
2.10	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №20, ШУ 2-ВП	Т-0,66 У3 кл.т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2.11	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №20, ШУ 2-РП	Т-0,66 УЗ кл.т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. №71031-18	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	УСВ-2 Рег. №41681-09
2.12	ВРУ-1 0,4 кВ ж/д №20, ШУ 3-АВР	ТТЕ-30 кл.т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. №73808-19	—	Меркурий 234 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. №75755-19	

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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ, без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с
1.1 – 1.4	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,5 2,4	±5
2.1 – 2.12	Активная Реактивная	1,0 2,6	3,2 5,4	

Примечание:

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

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от + 10 °С до + 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 80 до 115 от 2 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от -10 до +40
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 электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,8 до 50,2 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Для счетчиков: ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	525600 2
Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Для УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000 2 80000 35000
Глубина хранения информации: Счетчики: ZMD: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Меркурий 234: - 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	512 10 213 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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:

- счетчиках электроэнергии;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

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

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора не реже одного раза в сутки.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-1 У2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-8 У2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10-6 М1С У3	6
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	24
Трансформатор тока	ТТЕ-30	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 У3	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счётчик электрической энергии	ZMD	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счётчик электрической энергии	Меркурий 234	12
Устройство синхронизации системного времени (УССВ)	УСВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	5044120537.411711.001.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ПрофЭнергоСбыт», 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 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 «ПрофЭнергоСбыт»
(ООО «ПрофЭнергоСбыт»)

ИНН 5044120537

Юридический адрес: 141506, Московская обл., г. Солнечногорск, Красная ул., д. 58, оф. 85-2/612

Телефон: +7 (495) 320-69-00

E-mail: contact@profenergoby.ru

Изготовитель

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

ИНН 5044120537

Адрес: 141506, Московская обл., г. Солнечногорск, Красная ул., д. 58, оф. 85-2/612

Телефон: +7 (495) 320-69-00

E-mail: contact@profenergoby.ru

Испытательный центр:

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

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а, каб. 103

Телефон: (391)267-17-03

E-mail: E.e.servis@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» сентября 2024 г. № 2269

Регистрационный № 92065-24

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «Концерн «Калашников»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «Концерн «Калашников» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для 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, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК ООО «РТ-Энерго» (сервер ИВК), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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.:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

- средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая

мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к серверу ИВК устройствам.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в сервере ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронно-цифровой подписью ООО «РТ-Энерго» в виде макетов XML формата 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через Интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ИВК также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с зарегистрированными в Федеральном информационном фонде АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 3. СОЕВ включает в себя: УСВ типа УСВ-3, шкалы времени сервера ИВК и счетчиков.

УСВ-3 сравнивает собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера ИВК с УСВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера ИВК производится независимо от величины расхождений.

Шкала времени счетчиков синхронизируется от шкалы времени сервера ИВК. Сравнение шкалы времени счетчиков и сервера ИВК происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК более ± 1 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК 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 корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 334 наносится на корпус сервера в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «Концерн «Калашников».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню — «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПК

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

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	УСВ-3, Пер. № 64242-16 Dell EMC PowerEdge R640
2	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
4	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 45, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
5	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 38, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
6	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 35, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
7	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч. 59, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч. 55, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Пер. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	УСБ-3, Пер. № 64242-16 Dell EMC PowerEdge R640
9	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч. 66, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Пер. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
10	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч. 68, КЛ-6 кВ	ТПК-10 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 22944-02		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
11	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 7 СШ 6 кВ, яч. 88, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
12	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 7 СШ 6 кВ, яч. 90, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
13	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 8 СШ 6 кВ, яч. 79, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 800/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
14	ПС 110 кВ Машзавод, РУ-6 кВ, 8 СШ 6 кВ, яч. 81, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-17	
15	РП-13 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 41, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 ТПЛ 300/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1276-59 Пер. № 47958-11	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
16	РП-13 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 44, КЛ-6 кВ	ТПЛ ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 47958-11 Пер. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
17	ТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Пер. № 1261-08	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСБ-3, Рег. № 64242-16 Dell EMC PowerEdge R640
19	ТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
20	ТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 8, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
21	ТП-5 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 2, КЛ-0,4 кВ, ф. 2	ТТ-А 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 60939-15	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
22	РП-10 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
23	ТП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
24	ТП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
25	ТП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 14	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
26	ТП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-16		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
27	КТП-1304 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 1	ТНШЛ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
28	КТП-1304 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 2	ТНШЛ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47957-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ВРУ-0,4 кВ ТСН «Ижевский завод», ввод 0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 67928-17	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3, Рег. № 64242-16 Dell EMC PowerEdge R640
30	КТП-14 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 8, КЛ-0,4 кВ	ТТН-Ш 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58465-14	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
31	РП-20 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ШМА-2, КЛ-0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО «НПП Электротех»	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МД.21 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-12	
32	РУ-0,4 кВ Здания, ЩУ-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ART2-02 DPOR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
33	РУ-0,4 кВ Здания, ЩУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPOBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2. 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 3 метрологических характеристик.
3. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.
4. Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
5. 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 электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1 - 8; 11 - 14	Активная	1,4	3,4
	Реактивная	2,1	5,6
9; 10	Активная	1,2	3,3
	Реактивная	1,9	5,5
15 - 17; 20; 22 - 26	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,7
18; 19	Активная	1,2	3,0
	Реактивная	1,9	4,8
21	Активная	1,1	3,3
	Реактивная	1,8	5,5
27 - 29	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	1,5	4,7
30	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	1,8	5,7
31 - 33	Активная	1,0	3,5
	Реактивная	2,0	6,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для счетчиков, включаемых через трансформатор, при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий ИК №№ 1-30, для рабочих условий ИК №№ 18, 19, 27-30 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$, для ИК №№ 1-17, 20-26 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$, для счетчиков прямого включения при $\cos \varphi = 0,8$, токе, равном 20 % от I_b для нормальных условий ИК №№ 31-33, для рабочих условий ИК №№ 31-30 при $\cos \varphi = 0,8$, токе, равном 5 % от I_b при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 °С до +40 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_b$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от $0,05I_b$ до $I_{макс}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ПСЧ-4ТМ.05МК.16 (рег. № 64450-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ПСЧ-4ТМ.05МК.16 (рег. № 50460-18): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ПСЧ-4ТМ.05МД.21 (рег. № 51593-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Меркурий 234 ART2-02 DPOR, Меркурий 234 ARTMX2-01 DPOBR.R (рег. № 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3 (рег. № 64242-16): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 72 165000 72 165000 72 165000 72 165000 72 320000 72 45000 24 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-17): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (рег. № 36697-12): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК.16 (рег. № 64450-16): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее ПСЧ-4ТМ.05МК.16 (рег. № 50460-18): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее ПСЧ-4ТМ.05МД.21 (рег. № 51593-12): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Меркурий 234 ART2-02 DPOR, Меркурий 234 ARTMX2-01 DPOBR.R (рег. № 75755-19): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИБК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 5 45 5 45 5 45 5 45 5 45 5 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.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- 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 титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	11
	СЭТ-4ТМ.03М.01	14
	СЭТ-4ТМ.03М.08	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.16	2
	ПСЧ-4ТМ.05МД.21	1
	Меркурий 234 ART2-02 DPOR	1
	Меркурий 234 ARTMX2-01 DPOBR.R	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	30
	ТПЛ-10	10
	ТПК-10	2
	ТПЛ	4
	ТОЛ-НТЗ	4
	ТТ-А	3
	ТНШЛ	6
	Т-0,66	3
	ТТН-Ш	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	33
	НАМИТ-10	1
	НАМИ-10	1
	ЗНОЛ	3
	НТМИ-6-66	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	Dell EMC PowerEdge R640	1
Документация		
Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.334 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «РТ-Энерго» для энергоснабжения АО «Концерн «Калашников», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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 «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Юридический адрес: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энергоэффективность»
(ООО «РТ-Энерго»)

ИНН 7729663922

Юридический адрес: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11

Адрес места осуществления деятельности: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 11

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.