

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Сведения об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытание	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система контроля и регистрации	СКР	Е	87143-22	001	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	ОС	СДАИ.402 158.008МП	4 года	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	АО "НИИФИ", г. Пенза	21.01.2022
2.	Установки измерительные	ПРИЗ-МА-МФР	С	87144-22	ПРИЗМА-МФР-40-3500-2-ХЛ1-ПЗ - зав. №21024	Акционерное общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	ОС	МП 1394-9-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	29.04.2022
3.	Система измерений количества и параметров нефтегазодной смеси на ДНС "Богдановская" АО	Обозначение отсутствует	Е	87145-22	14432-3	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-3-2022	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	01.07.2022

									ogy Co., Ltd. Bao'an Branch", Китайская Народная Республика; Компания "AVITA (Wujiang) Co., Ltd." Китай; Компания "Dongguan SIMZO Elec- tronic Technol- ogy Co., Ltd.", Китай									
8.	Компараторы напряжения двухканальные	Мар- скоп К- 1000	С	87150-22	004				Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное предприятие Марс-Энерго" (ООО "НПП Марс- Энерго"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Научно- производ- ственное пред- приятие Марс- Энерго" (ООО "НПП Марс- Энерго"), г. Санкт- Петербург	ОС	МП 2203- 0003-2022	1 год				ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе- ева", г. Санкт- Петербург	30.08.2022
9.	Датчики температуры и влажности беспроводные	SENSOR THF	С	87151-22	исполнение SENSOR THF-1 зав. № 24:9F:E7:58:E4, исполнение SENSOR THF-1.1 зав. № 5A:9F:09:5F:EA				Общество с ограниченной ответственно- стью "Вега- Абсолют" (ООО "Вега- Абсолют"), г. Новоси- бирск	Общество с ограниченной ответственно- стью "Струк- турные про- дукты" (ООО "Структурные продукты"), г. Москва	ОС	МП- 519/06- 2022	1 год			ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	22.08.2022	
10.	Система автоматизированная информационно-	Обозна- чение отсут- ствует	Е	87152-22	001				Общество с ограниченной ответственно- стью "Автома- тизированные	Общество с ограниченной ответственно- стью "Автома- тизированные	ОС	МП 19- 2022	4 года			ООО "АСЭ", г. Владимир	26.05.2022	

измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО "Томская генерация"					системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	нерация"), г. Томск				системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир		
11. Система измерений количества и показателей качества нефти № 1511	Обозначение отсутствует	Е	87153-22	43	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерно-производственная фирма Вектор" (ООО "ИПФ "Вектор"), г. Тюмень	Акционерное общество "Каюм-Нефть" (АО "Каюм-Нефть"), Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Нягань	ОС	МП 1438-14-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и метрология" (ООО "Автоматизация и метрология"), г. Тюмень	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	11.08.2022
12. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НС г. Пенза	Обозначение отсутствует	Е	87154-22	119	Общество с ограниченной ответственностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Московская обл., Красногорский р-н, 26 км автодороги "Балтия"	Филиал "Мордовский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (Филиал "Мордовский" ПАО "Т Плюс"), г. Саранск	ОС	МП 082-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Связь и Энергетика" (ООО "Связь и Энергетика"), г. Москва	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	19.09.2022
13. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энер-	Обозначение отсутствует	Е	87155-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС" (ООО "КЭС"), г. Краснодар	ОС	МП 28-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	06.07.2022

формационно-измерительная коммерческая учета энергии (АИИС КУЭ) "Арланского НУ, Гуймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ"	стует				Урал" (АО "Транснефть-Урал"), г. Уфа	Урал" (АО "Транснефть-Урал"), г. Уфа					Общество с ограниченной ответственностью "Промсофт-Системы" (ООО "Промсофт-Системы"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Промсофт-Системы" (ООО "Промсофт-Системы"), г. Екатеринбург	стью "Новасистемс" (ООО "Новасистемс"), г. Уфа		
17. Контроллеры электрического соединения	ARIS-22xx	C	87159-22	01224557 (исп. ARIS-2214 A6.4-B.4-E2.4-Z-Z-D3.4-F1.4-F2.4-M1.4-M3.4-M4.4-M6.4-M7.4-G1.4-H0-P5000-M.QA.DMU)	Общество с ограниченной ответственностью "Промсофт-Системы" (ООО "Промсофт-Системы"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Промсофт-Системы" (ООО "Промсофт-Системы"), г. Екатеринбург	ОС	ПБКМ.424 359,019 МП	4 года		Techno Controls, Индия	Techno Controls, Индия	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва	27.05.2022	
18. Термопреобразователи сопротивления платиновые	TSR	C	87160-22	S-80-012-01; S-80-012-02; S-80-013-01; S-80-013-02; S-80-014-01; S-80-014-02; S-80-015-01; S-80-015-02; S-80-016-01; S-80-016-02; S-80-017-01; S-80-017-02; S-80-018-01; S-80-018-02; S-80-019-01; S-80-019-02	Techno Controls, Индия	Techno Controls, Индия	ОС	МП-ИНС-031/08-2022	Первичная поверка до ввода в эксплуатацию		Techno Controls, Индия	Techno Controls, Индия	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва	19.08.2022	

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87149-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры медицинские инфракрасные бесконтактные B.Well

Назначение средства измерений

Термометры медицинские инфракрасные бесконтактные B.Well (далее по тексту – термометры) предназначены для бесконтактных измерений температуры тела человека.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на измерении и дальнейшем преобразовании тепловой энергии инфракрасного излучения поверхности тела в электрический сигнал. Электрический сигнал усиливается, подвергается аналого-цифровому преобразованию и отображается в цифровом виде на экране жидкокристаллического дисплея. При преобразовании инфракрасного излучения и усилении электрического сигнала обеспечивается условие пропорциональности значения электрического сигнала интенсивности инфракрасного излучения.

Термометры представлены моделями MED-3000, TH-7000 и предназначены для измерений температуры тела человека на лбу, а также имеют дополнительную функцию определения температуры окружающей среды и предметов.

На экране дисплея термометра отображаются результат измерения температуры, отображаются ход сканирования, символы режима измерения температуры тела или предмета, индикация разряда элемента питания ниже допустимого уровня. В термометрах имеется звуковая сигнализация повышенной температуры, включения и завершения измерений температуры, функция самодиагностики, а также режим автоматического отключения. Питание осуществляется от внутренних элементов питания. Корпус термометров может быть выполнен в различном цветовом исполнении.

Общий вид термометров представлен на рисунках 1-2.

Серийные номера, в виде цифрового обозначения, наносят на шильдик методом цифровой лазерной печати на самоклеящуюся пленку и наклеиваются на заднюю панель термометра. Место нанесения серийного номера представлено на рисунке 3.

Пломбирование термометров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средства измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный B.Well модель MED-3000

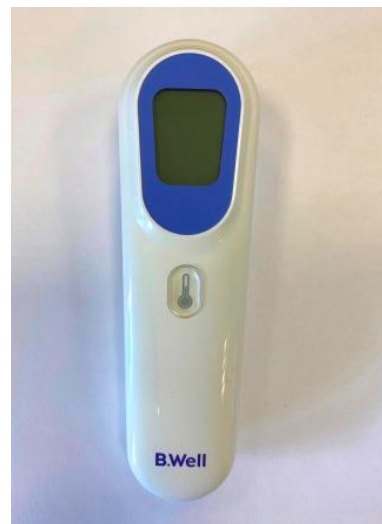


Рисунок 2 – Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный B.Well модель TH-7000



Рисунок 3 - Место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Термометры имеют встроенное программное обеспечение (ПО), размещенное внутри неразъемного корпуса, которое используется для проведения и обработки результатов измерений.

Конструкция средства измерений (СИ) исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры тела, °C: MED-3000 ТН-7000	от +32,0 до +42,9 от +32,0 до +43,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры тела, °C	±0,2

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Дискретность отсчета, °C	0,1
Габаритные размеры, мм, не более: MED-3000 ТН-7000	142,5×38×40 141×42×42,4
Масса (без элементов питания), г, не более: MED-3000 ТН-7000	54 70
Питание, В: от элементов питания типа ААА	2×1,5
Условия эксплуатации модели MED-3000: температура окружающей среды, °C относительная влажность, % атмосферное давление, гПа Условия эксплуатации модели ТН-7000: температура окружающей среды, °C относительная влажность, %, не более атмосферное давление, гПа	от +5 до +40 от 15 до 93 от 700 до 1060 от +15 до +40 95 от 700 до 1060

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный модель MED-3000, в составе:		
Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный	MED-3000	1 шт.
Элемент питания	ААА	2 шт.
Сумка-чехол	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Гарантийный талон	-	1 экз.
Упаковка	-	1 шт.
Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный модель ТН-7000, в составе:		
Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный	ТН-7000	1 шт.
Элемент питания	ААА	2 шт.
Сумка-чехол	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Продолжение таблицы 3

Наименование	Обозначение	Количество
Гарантийный талон	-	1 экз.
Упаковка	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации «Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный модель MED-3000» раздел 10 Измерение температуры, приведены в руководстве по эксплуатации «Термометр медицинский инфракрасный бесконтактный модель ТН-7000» раздел 8 Измерение температуры.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Стандарт предприятия компании «B.Well Swiss AG», Швейцария.

Правообладатель

Компания «B.Well Swiss AG», Швейцария

Адрес: Bahnhofstrasse 24, 9443 Widnau, Switzerland

Изготовители

Компания «B.Well Swiss AG», Швейцария

Адрес: Bahnhofstrasse 24, 9443 Widnau, Switzerland

Производственные площадки

Компания «Shenzhen Aeon Technology Co., Ltd. Bao'an Branch», Китайская Народная Республика

Адрес: 3/F, Block B, Bldg 6, Industrial Zone of Yusheng, No. 467 of 107, National Highway, Gushu intersection, Xixiang Street, Bao'an District, 518126 Shenzhen, People's Republic of China

Компания «AVITA (Wujiang) Co., Ltd.» Китай

Адрес: No. 858, Jiao Tong Road, Wujiang Economic Development Zone, Jiangsu Province, China

Компания «Dongguan SIMZO Electronic Technology Co., Ltd.», Китай

Адрес: No. 81, Tianxin Street, Chongkou, Shijie Town, Dongguan City, Guangdong Province, 523290, P.R. China

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГУП «ВНИИОФИ»)
ИНН 7702038456

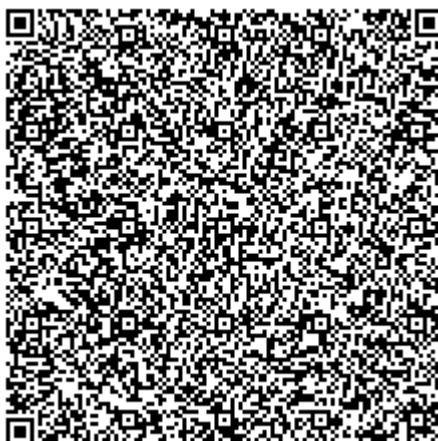
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495)437-56-33/+7 (495)437-31-47

E-mail: vniofi@vniofi.ru

Web-сайт: www.vniofi.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30003-14.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87150-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Компараторы напряжений двухканальные Марскомп К-1000

Назначение средства измерений

Компараторы напряжений двухканальные Марскомп К-1000 (далее компараторы) предназначены для измерений переменного электрического напряжения, переменного электрического тока, угла сдвига фазы, частоты переменного тока, гармонических сигналов напряжения, и могут применяться в качестве разрядного эталона (РЭ) для поверки или калибровки средств измерений (СИ) электроэнергетических величин.

Описание средства измерений

Принцип работы компараторов основан на использовании аналого-цифрового преобразования (АЦП) с использованием "метода выборок". Мгновенные значения сигналов преобразуются в цифровые коды и передаются на плату центрального процессора, где формируются массивы мгновенных значений сигналов напряжения. Результаты вычисленных значений измеряемых величин, полученные с помощью программных модулей, отображаются на дисплее, сохраняются в памяти и выводятся на внешний ПК. В основу алгоритмов вычислений каждой из измеряемых величин положен метод обработки массива мгновенных значений, не требующий синхронизации с частотой измеряемых сигналов.

Выходные сигналы измерительных преобразователей каналов 1 и 2 подаются на АЦП1 и АЦП2, имеющие биполярные входы с выбором диапазона входного сигнала (± 6 В и ± 12 В), обеспечивающие полное 16-разрядное преобразование "без пропуска кодов" и выдающие информацию в последовательном коде по запросу с платы процессора. Компаратор выполняет аналогово-цифровое преобразование мгновенных значений входных сигналов с частотой выборки 25,6 кГц. Дальнейшая обработка производится в зависимости от измеряемых параметров. Коэффициенты усиления и диапазоны преобразования АЦП задаются управляющими сигналами с платы процессора.

Плата процессора обеспечивает управление работой компаратора, проведение расчетов по массивам оцифрованных выборок, сохранение результатов в энергонезависимой памяти, счет времени, обмен с внешним персональным компьютером (ПК), вывод результатов на встроенный дисплей, прием команд и данных от клавиатуры или ПК. Плата процессора является центральной платой, отвечающей за работоспособность компаратора в целом. Основу контроллера составляют сигнальный процессор и ПЛИС-матрица.

Блок питания служит для выработки необходимых напряжений для работы компаратора.

Компараторы выпускаются в модификациях, отличающихся конструктивным исполнением, наличием дополнительных функций и внешних устройств, номинальной частотой.

Условное обозначение модификации компараторов при заказе и в документации другой продукции, в которой они могут быть применены, должно состоять из обозначения типа прибора и условного обозначения модификации:

Условное обозначение компараторов:

Марскомп К-1000 X-X-X-X

1 2 3 4

1 – обозначение модификации по конструктивному исполнению:

- "С" - стационарный прибор в корпусе стандарта 19",
- "П" - переносной прибор в корпусе типа «кейс»;

2 – обозначение модификации по номинальной частоте ($f_{\text{ном}}$):

- "50" – с $f_{\text{ном}} = 50$ Гц и областью значений влияющей величины от 42,5 до 67,5 Гц;
- "50/400" - с $f_{\text{ном}} = 50$ и 400 Гц и областью значений влияющей величины от 42,5 до 67,5 Гц и от 396 до 404 Гц;

3 – обозначение модификации по наличию Блока нагрузок (БН) в комплекте поставки:

• "Н" – с БН в комплекте и с возможностью изменения входного сопротивления и входной емкости измерительных каналов напряжением 10 В и менее для поверки измерительных маломощных трансформаторов (преобразователей, датчиков);

• "хМ/уП" – без БН с входным сопротивлением х МОм и входной емкостью у пФ измерительных каналов компаратора напряжением 10 В и менее;

4 – обозначение модификации по наличию дополнительных функций измерения параметров сигнала напряжения искаженной формы:

- "Г" – с возможностью измерения параметров сигнала напряжения искаженной формы;
- знак отсутствует – без дополнительных функций.

Блок нагрузок БН входит в комплект модификации «Марскомп К-1000 Х-Х-Н-Х». По заказу выпускается с заданными номинальными значениями входного сопротивления и входной емкости (2 набора) отдельно для сигналов тока и сигналов напряжения с управляемым переключением входов по трем фазам. БН подключается к компаратору измерительными кабелями и к ПК кабелем управления. Заводской номер БН должен соответствовать заводскому номеру компаратора.

Компараторы в зависимости от модификаций применяются автономно, совместно с источниками испытательных сигналов или в составе поверочных установок при поверке, калибровке и испытаниях средств измерений электроэнергетических величин:

- средств измерений напряжения, силы тока, угла сдвига фазы, частоты, показателей качества электроэнергии;

- маломощных измерительных трансформаторов напряжения (ММТН) и традиционных измерительных трансформаторов напряжения, датчиков, делителей;

- маломощных измерительных трансформаторов тока (ММТТ), датчиков;

- масштабных преобразователей напряжения (маломощных и традиционных трансформаторов, датчиков, делителей) при искаженной форме сигнала высокого напряжения.

Компараторы обеспечивают обмен с внешним ПК по совместимому интерфейсу с целью хранения и отображения измерительной информации.

Общий вид приборов с указанием мест пломбировки, места нанесения знака утверждения типа, заводского номера приведены на рисунках 1- 6.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится на табличку в месте, указанном на рисунке 2, 4, 5, 6. Ограничение доступа к местам настройки (регулировки), расположенным на центральной плате прибора, осуществляется путем нанесения свинцовых или мастичных пломб с изображением знака поверки на специально оборудованных площадках на винтах крепления, указанных на рисунках 1 и 5.



Рисунок 1 – Общий вид стационарных компараторов модификации «Марскомп К-1000 С» с указанием мест пломбировки (для свинцовой пломбы или мастичной пломбы), мест нанесения знака утверждения типа.

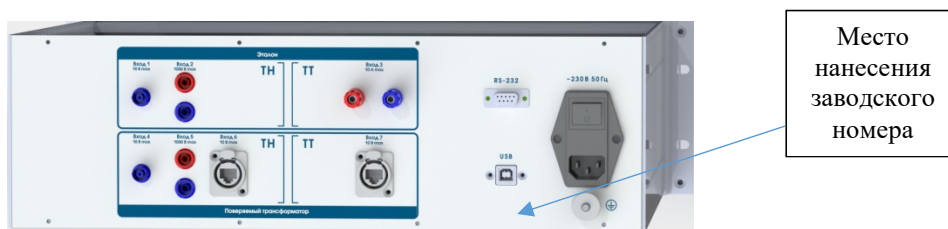


Рисунок 2 - Задняя панель компаратора модификации «Марскомп К-1000 С» с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 3 - Передняя панель блока нагрузок для модификации «Марскомп К-1000 С-Х-Н»

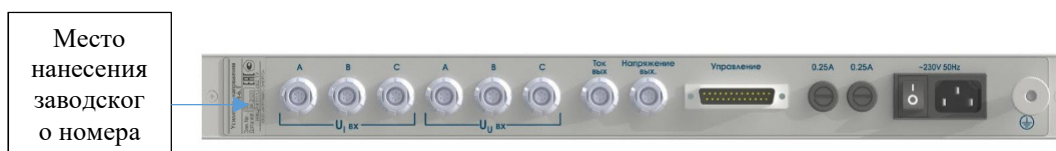


Рисунок 4 - Задняя панель блока нагрузок для модификации «Марскомп К-1000 С-Х-Н»

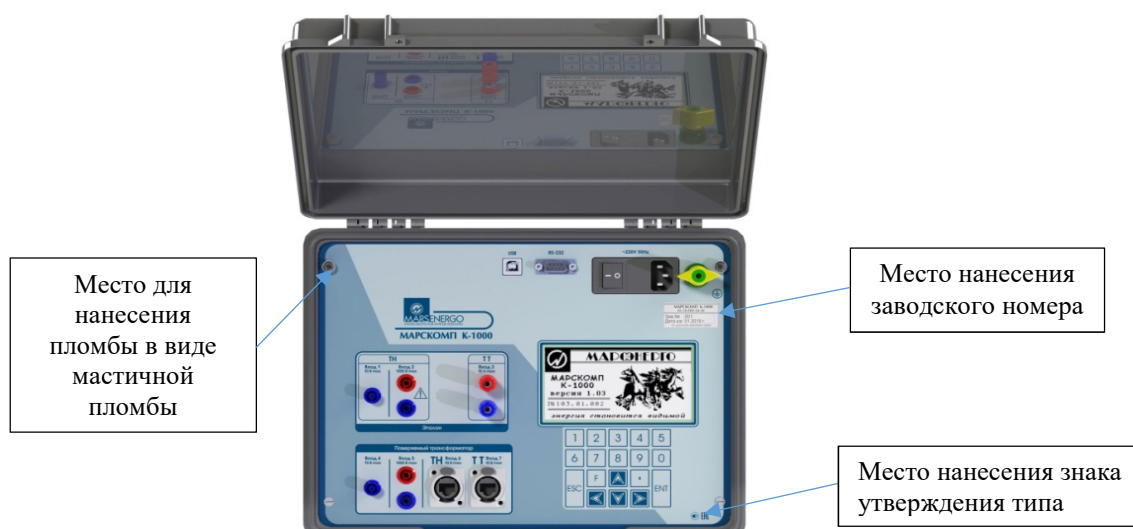


Рисунок 5 – Общий вид переносных компараторов "Марскомп К-1000 П"



Рисунок 6 - Общий вид переносных блоков нагрузок для модификации "Марскомп К-1000 П-Х-Н"

Программное обеспечение

Программное обеспечение прибора состоит из встроенной программы прибора Марскомп К-1000 (ВПО) и прикладных программ для ПК. Связь с ПК осуществляется по интерфейсам. ВПО выполняет функции управления режимами работы, математической обработки и представления измерительной информации. Установка ВПО производится на предприятии-изготовителе. ВПО хранится в энергонезависимой памяти. По своей структуре ВПО разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Каждая структурная часть защищается контрольной суммой по алгоритму CRC32-IEEE 802.3, которая контролируется системой диагностики компаратора.

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических и технических характеристик.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Марскомп К-1000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.03

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики компараторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений частоты, Гц	от 16 до 2500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты, %	$\pm 0,02$
Диапазон измерений среднеквадратического значения напряжений переменного тока (U) и среднеквадратического значения основной гармоники напряжений ($U_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 от 45 до 65 Гц, В U_H : 840; 420; 120; 60 В U_H : 8400; 4200; 1000; 500; 100; 50; 10; 5 мВ	от $0,1 \cdot U_H$ до $1,2 \cdot U_H$
Пределы допускаемой погрешности измерений среднеквадратического значения напряжений переменного тока (U) с частотой первой гармоники тока f_1 от 45 до 65 Гц, %: от 0,5 до 10 мВ включ., приведенная св. 10 до 100 мВ, относительная св. 0,1 до 420 В, относительная св. 420 до 1000 В, относительная	$\pm 0,25$ $\pm [0,03 + 0,005 \cdot (U_H/U - 1)]$ $\pm [0,01 + 0,005 \cdot (U_H/U - 1)]$ $\pm [0,03 + 0,005 \cdot (U_H/U - 1)]$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратического значения основной гармонической составляющей напряжения ($U_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 от 45 до 65 Гц, %: от 0,5 до 100 мВ св. 0,1 до 420 В св. 420 до 1000 В	$\pm [0,03 + 0,005 \cdot (U_H/U - 1)]$ $\pm [0,01 + 0,005 \cdot (U_H/U - 1)]$ $\pm [0,03 + 0,005 \cdot (U_H/U - 1)]$
Диапазон измерений среднеквадратического значения напряжений переменного тока (U) и среднеквадратического значения основной гармоники напряжений ($U_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 : от 396 до 404 Гц ²⁾ , В	от 0,001 до 240
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратического значения напряжений переменного тока (U) и среднеквадратического значения основной гармонической составляющей напряжений ($U_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 : от 396 до 404 Гц ²⁾ , %: от 1 до 100 мВ св. 0,1 до 240 В	$\pm [0,1 + 0,01 \cdot (U_H/U - 1)]$ $\pm [0,05 + 0,01 \cdot (U_H/U - 1)]$

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднеквадратического значения силы переменного тока (I) и среднеквадратического значения основной гармонической составляющей силы тока ($I_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 от 45 до 65 Гц, А I_N : 0,1; 0,5; 1; 5; 10 А	от $0,1 \cdot I_N$ до $1,2 \cdot I_N$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы переменного тока (I) и среднеквадратического значения основной гармонической составляющей силы тока ($I_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 от 45 до 65 Гц, %	$\pm[0,015+0,002 \cdot (I_N/I-1)]$
Диапазон измерений среднеквадратического значения силы переменного тока (I) и среднеквадратического значения основной гармонической составляющей силы тока ($I_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 от 396 до 404 Гц ²⁾ , А	от $0,1 \cdot I_N$ до $1,2 \cdot I_N$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы переменного тока (I) и среднеквадратического значения основной гармонической составляющей силы тока ($I_{(1)}$) с частотой первой гармоники тока f_1 от 396 до 404 Гц ²⁾ , %	$\pm[0,05+0,01 \cdot (I_N/I-1)]$
Диапазон измерений среднеквадратического значения напряжения переменного тока частоты f от 16 Гц до 45 Гц и от 65 Гц до 2500 Гц ¹⁾ , В	от 8,4 до 400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратического значения напряжения переменного тока частоты f в диапазонах от 16 до 45 и от 65 до 2500 Гц ¹⁾ , %	$\pm[0,04+0,005 \cdot (U_N/U-1) + 0,0004 \cdot f]$
Диапазон измерений суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (THD _U) при U от $0,2 \cdot U_N$ до $1,2 \cdot U_N$ и U_N от 50 мВ, %	От 0 до 49,9
Пределы допускаемой погрешности измерений суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (THD _U) при U_N от 50 мВ, %: THD _U < 1,0, абсолютная THD _U ≥ 1,0, относительная	$\pm 0,03$ $\pm 0,3$
Диапазон измерений угла фазового сдвига между напряжениями частоты f двух каналов ¹⁾ при U_N от 500 мВ, (Δφ)	От -90° до 90°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями частоты в диапазоне f от 16 до 400 Гц ¹⁾²⁾ двух каналов при U_N от 500 мВ, (Δφ)	$\pm 0,00033^\circ \cdot f$
Диапазон измерений коэффициента гармоник напряжения порядка h ($K_{U(h)}$) с частотой первой гармоники напряжения f_1 от 45 до 65 Гц ¹⁾ , при U_N от 500 мВ и со значением h , принадлежащим множеству: - от 0,3 до 0,9 включ.с шагом 0,1; - от 2 до 50 включ.с шагом 1, %	от 0,1 до 15 от 0,1 до 25

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэффициента гармоник напряжения порядка h ($K_{U(h)}$) с частотой первой гармоники напряжения f_1 от 45 до 65 Гц¹⁾, при U_H от 500 мВ и со значением h, принадлежащим множеству, %: - от 0,3 до 0,9 включ. с шагом 0,1; - от 2 до 50 включ. с шагом 1.	$\pm[0,2+0,02 \cdot (U_H/U-1) + 0,02 \cdot h-1]$ $\pm[0,08+0,02 \cdot (U_H/U-1) + 0,02 \cdot h-1]$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэффициента гармоник тока порядка h ($K_{I(h)}$) с частотой первой гармоники напряжения f_1 от 45 до 65 Гц¹⁾, при I_H от 500 мВ и со значением h, принадлежащим множеству, %: - от 0,3 до 0,9 включ. с шагом 0,1; - от 2 до 50 включ. с шагом 1.	$\pm[0,2+0,02 \cdot (I_H/I-1) + 0,02 \cdot h-1]$ $\pm[0,08+0,02 \cdot (I_H/I-1) + 0,02 \cdot h-1]$
Метрологические характеристики Компараторов напряжений двухканальные Марскомп К-1000 соответствуют требованиям, предъявляемым: - государственной поверочной схемой для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 1942 от 03 сентября 2021 г.; - государственной поверочной схемой для средств измерений переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^6$ Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 668 от 17.03.2022 г.; - государственной поверочной схемой для средств измерений электроэнергетических величин, утвержденной Приказом Росстандарта № 1436 от 23.07.2021, Приложения Б, В, Г (на промышленной частоте - государственной поверочной схеме для средств измерений электроэнергетических величин, утвержденной Приказом Росстандарта № 1436 от 23.07.2021, Приложение Б (на частоте 400 Гц)	2 разряд при измерении силы тока в диапазоне от 0,05 до 10 А 2 разряд 1 разряд 2 разряд
Примечания 1) - только для модификации «Марскомп К-1000 Х-Х-хМ/уП-Г» 2) – в соответствии с модификацией U – измеренное значение напряжения переменного тока, I - измеренное значение силы переменного тока.	

Таблица 3 - Метрологические характеристики компараторов при поверке традиционных измерительных трансформаторов напряжения (ТН), маломощных измерительных трансформаторов напряжения (ММТН) и маломощных измерительных трансформаторов тока (ММТТ)

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений относительной погрешности напряжения, %	от -19,99 до +19,99 ¹⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной погрешности напряжения $[\varepsilon_U]$ ($\delta_{Ku(Tp)}$), %	$\pm(0,02+0,03 \cdot X)$ ^{2) 3)}
	$\pm(0,2+0,03 \cdot X)$ ⁴⁾
	$\pm(2+0,05 \cdot X)$ ⁵⁾
Диапазон измерений угловой погрешности	от -3600' до +3600'
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угловой погрешности $[\Delta\varphi_{ТН}]$ ($\Delta\varphi_{u(Tp)}$) и $[\Delta\varphi_{ТТ}]$ ($\Delta\delta$)	$\pm 0,006' \cdot f$ ^{1) 6)}
	$\pm 5,0'$ ⁷⁾
Диапазон измерений относительной токовой погрешности, %	от -19,99 до +19,99 ⁸⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной токовой погрешности $[\varepsilon_I]$ (Δf), %	$\pm(0,02+0,03 \cdot X)$ ^{2) 3)}
	$\pm(0,2+0,03 \cdot X)$ ⁴⁾
	$\pm(2+0,05 \cdot X)$ ⁵⁾
Диапазон измерений относительной полной токовой погрешности, %	от -19,99 до +19,99 ⁸⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной полной погрешности $[\varepsilon_c]$, %	$\pm 0,05$
Примечания. ¹⁾ при U_1 от $0,1 \cdot U_n$ до $1,2 \cdot U_n$; $U_n \geq 10$ мВ; $f = (f_n \pm 1)$ Гц; U_n, U_{in} – номинальное значение поддиапазона измерений напряжения; f_n - номинальная частота поверяемого трансформатора в соответствии с модификацией (50; 60 или 400 Гц) ²⁾ X – значение измеренной погрешности (%) ³⁾ Диапазон измеренной погрешности $X \pm 0,5$ % ⁴⁾ Диапазон измеренной погрешности $X \pm 2,0$ % ⁵⁾ Диапазон измеренной погрешности $X \pm 20,0$ % ⁶⁾ Диапазон измеренной погрешности ± 60 минут ⁷⁾ Диапазон измеренной погрешности ± 3600 минут ⁸⁾ при I_1 от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$; напряжение сигнала тока U_i : от $0,1 \cdot U_{in}$ до U_{in} ; $U_{in} \geq 10$ мВ; $f = (f_n \pm 1)$ Гц; f_n - номинальная частота поверяемого трансформатора в соответствии с модификацией (50; 60 или 400 Гц)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики компараторов

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 200 до 260 50±5
Полная мощность, потребляемая компаратором, В·А, не более	100

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры средства измерений, мм, не более для модификаций "Марскомп К-1000-С" - высота - ширина - длина для модификаций "Марскомп К-1000-П" - высота - ширина - длина	 266 483 430 155 335 289
Масса, кг, не более: для модификаций "Марскомп К-1000-С" для модификаций "Марскомп К-1000-П"	 6 5
Время установления рабочего режима, мин, не менее	15
Степень защиты корпуса, обеспечиваемая оболочками, по ГОСТ 14254	IP20
Рабочие условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, не более, % - атмосферное давление, кПа	 от +10 до +35 80 от 70 до 106,7
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	20000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа наносится

на корпус прибора в виде наклейки или другим способом, не ухудшающим качества, и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность компараторов напряжений двухканальные Марскомп К-1000

Наименование	Обозначение	Количество
Компараторы напряжений двухканальные	Марскомп К-1000	1 шт.*
Комплект принадлежностей	-	1 комплект *
Руководство по эксплуатации	НФЦР.411113.006РЭ	1 экз.
Формуляр	НФЦР.411113.006ФО	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
*Комплектация в соответствии с договором поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации НФЦР.411113.006 РЭ «Компараторы напряжений двухканальные Марскомп К-1000» п.1.4.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Государственная поверочная схема для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436;

Государственная поверочная схема для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ А до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ Гц до $1 \cdot 10^6$ Гц, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668;

Государственная поверочная схема для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ Гц до $2 \cdot 10^9$ Гц, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 сентября 2021 г. № 1942;

НФЦР.411113.006 ТУ. Компараторы напряжений двухканальные Марскомп К-1000. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Марс-Энерго» (ООО «НПП Марс-Энерго»)

ИНН 7826694683

Юридический адрес:

199034, г. Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д. 6-8, лит. А, пом. 40Н

Телефон: (812) 309-03-56

Факс: 327-21-11

E-mail: mail@mars-energo.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие Марс-Энерго» (ООО «НПП Марс-Энерго»)

ИНН 7826694683

Юридический адрес:

199034, г. Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д. 6-8, лит. А, пом. 40Н

Адреса осуществления деятельности:

199034, г. Санкт-Петербург, 13-я линия В.О., д. 6-8, лит. А, пом. 40Н

199106, г. Санкт-Петербург, Кожевенная линия, д. 29, корп. 5, литер В

Телефон: (812) 309-03-56

Факс: 327-21-11

E-mail: mail@mars-energo.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

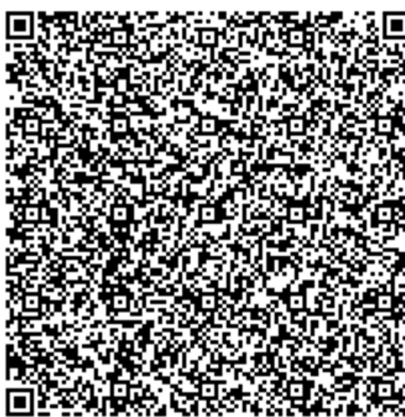
Телефон: (812) 251-76-01,

Факс: (812) 713-01-14.

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87151-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики температуры и влажности беспроводные SENSOR THF

Назначение средства измерений

Датчики температуры и влажности беспроводные SENSOR THF (далее – датчики) предназначены для измерения температуры и влажности контролируемой среды: воздуха, неагрессивных газов. Датчики могут быть использованы в системах, где требуется дистанционный контроль температуры и влажности.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков температуры и влажности беспроводных SENSOR THF (далее – датчики) основан на измерении температуры и влажности с помощью первичных преобразователей, входящих в состав микросхемы HDC2010, вынесенной на отдельной плате с металлическим защитным колпачком. Устройство HDC2010 включает полимерный диэлектрик для обеспечения емкостного измерения температуры и влажности.

Датчики передают значения температуры и влажности на «Адаптер-Регистратор Thermofleet» через нелицензируемый и разрешенный радиоканал по стандарту LoRa. Измеренные значения температуры заносятся в память адаптера-регистратора с указанием даты и времени выполненного измерения. После успешного радиообмена, или, после того, как все попытки радиопередачи исчерпаны датчики уходят в режим «Сон». Следующее пробуждение происходит через запрограммированный интервал времени или по событию датчика.

Датчики изготавливаются в двух исполнениях SENSOR THF-1 и SENSOR THF-1.1, которые отличаются тем, что SENSOR THF-1.1 имеет дополнительный гермоввод с охраным входом.

Датчики поставляются в выключенном состоянии. В данном режиме устройство не осуществляет передачу данных на адаптер-регистратор Thermofleet, обеспечивая таким образом более длительный ресурс батареи.

Датчики имеют серийные номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра. Маркировка датчиков, производится путём наклеивания идентификационной таблички на переднюю их панель. Заводские номера наносятся на идентификационную табличку (рисунок 2) типографским способом в виде буквенно-цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт датчиков в соответствии с действующим законодательством. Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено, конструкция датчиков исключает несанкционированный доступ к настройкам. Общий вид датчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Датчик температуры и влажности беспроводной SENSOR THF



Рисунок 2 – Идентификационная табличка датчиков

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) состоит из внутреннего ПО, встроенного в датчики, и внешнего ПО, доступное через браузер, адрес <https://ref.advantum.ru/>.

Внутреннее ПО, встроенное в датчики, является метрологически значимым.

Идентификационные данные программного обеспечения указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	VEGA THF-1
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	100
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

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

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики датчиков приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температур, °C	от – 40 до + 85
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений датчиков в диапазоне, °C: от -40 до -25°C включ. и св. +80 до +85°C от -25 до +80°C включ.	± 1,0 ± 0,5
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 5 до 100

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений датчиков, %: от 5 до 10% включ. и св. 80 до 100% от 10 до 80% включ.	± 3 ± 2

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации датчиков: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации), %	от –40 до + 85 от 84 до 106,7 от 5 до 100
Габаритные размеры (Ш×Д×В), не более, мм	93×78×37
Масса, не более, кг	0,4
Напряжения питания, В	3,6
Емкость батареи, мАч	6400
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3
Рабочие радио частоты, МГц	от 864,8 до 868,8
Условия эксплуатации по ГОСТ 15150-96	II
Срок службы, лет, не менее	3
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	5000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом, а также на этикетку, прикрепленную к датчикам.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки датчиков приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Комплект поставки датчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Датчики температуры и влажности беспроводные	SENSOR THF	1 шт.
Адаптер-регистратор Thermofleet*	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Паспорт	–	1 экз.
Примечание - * Адаптер-регистратор Thermofleet* поставляется на партию датчиков, либо по согласованию с заказчиком		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам температуры и влажности беспроводным SENSOR THF

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

Приказ Росстандарта от 15 декабря 2021 г. № 2885 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»;

ГОСТ Р 56940-2016 Регистраторы температуры, используемые при транспортировании, хранении и распределении охлажденной, замороженной и глубокой/быстрой заморозки пищевой продукции и мороженого. Испытания, эксплуатационные характеристики, пригодность к применению;

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

ТУ 26.51.44 – 010 – 79043515 – 2020 Датчики температуры и влажности беспроводные SENSOR THF. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Вега-Абсолют» (ООО «Вега-Абсолют»)

Адрес: 630009, г. Новосибирск, ул. Большевистская, д. 119а

ИНН: 5405302520

Тел. (383) 206-41-35, 206-41-45

E-mail: info@vega-absolute.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вега-Абсолют» (ООО «Вега-Абсолют»)

Юридический адрес: 630009, г. Новосибирск, ул. Большевистская, д. 119а

Адрес места осуществления деятельности: 630009, г. Новосибирск, ул. Большевистская, д. 119а

ИНН: 5405302520

Тел. (383) 206-41-35, 206-41-45

E-mail: info@vega-absolute.ru

Испытательный центр

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

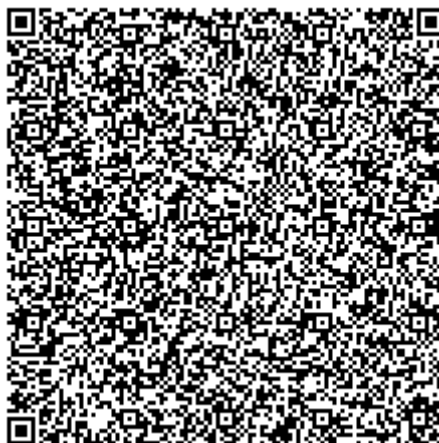
ИНН 5029124262

Адрес: 119415, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 41, стр. 1, пом. I, комн. 28

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87160-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления платиновые TSR

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления платиновые TSR (далее по тексту – термопреобразователи или ТС) предназначены для измерений температуры обмотки статора электродвигателей.

Описание средства измерений

Принцип действия ТС основан на зависимости электрического сопротивления материала чувствительного элемента (ЧЭ) от температуры окружающей среды.

ТС выпускаются в следующих модификациях: TSRA, TSRB, TSRC, TSRD, TSRE, TSRF, TSRH, TSRK, отличающихся количеством ЧЭ (у TSRD, TSRF - два ЧЭ) и конструкцией исполнения. ТС состоит из ЧЭ с выводами для крепления соединительных проводов образующих единую конструкцию и имеет известную зависимость электрического сопротивления от температуры. ЧЭ распространяется по всей поверхности для измерения средней температуры, так как монтаж на объекте измерений осуществляется путем зажатия между обмотками двигателя генератора, в следствие чего, демонтаж ТС без нарушения целостности конструкции невозможен.

Термопреобразователи выпускаются с 2-х, 3-х и 4-х проводной схемой подключения.

Серийные номера в виде буквенно-цифрового обозначения нанесены этикетку ТС типографским методом, прикрепленной на кабель ТС.

Знак поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование ТС не предусмотрено.

Общий вид ТС приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ТС и место нанесения серийного номера:
А – место нанесения серийного номера.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -50 до +180
Условное обозначение номинальной статической характеристики (НСХ) преобразования по ГОСТ 6651-2009	Pt100, Pt1000 ¹⁾
Температурный коэффициент ТС α , °C ⁻¹	0,00385; 0,00391 ¹⁾
Класс допуска ТС по ГОСТ 6651-2009	A, B ¹⁾
Пределы допускаемого отклонения сопротивления ТС от НСХ в температурном эквиваленте (допуск) по ГОСТ 6651-2009: - для А; - для В	$\pm(0,15+0,002 \cdot t)$ $\pm(0,3+0,005 \cdot t)$
¹⁾ – в зависимости от заказа	

Таблица 2 – основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время термической реакции ТС, с, не более	15
Электрическое сопротивление изоляции при температуре от +15 до +35 °C и относительной влажности воздуха от 30 до 80%, МОм (при 100 В), не менее	100
Максимальный измерительный ток, мА	10
Количество ЧЭ, шт. - TSRA, TSRB, TSRC, TSRE, TSRH - TSRD, TSRF - TSRK	1 2 1 или 2

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха (без конденсации), %	от –50 до +180 от 20 до 95
Габаритные размеры, мм, не более: - длина монтажной части - TSRA, TSRB, TSRC, TSRD, TSRH - TSRK - TSRE, TSRF - ширина монтажной части - TSRA, TSRB, TSRC, TSRH - TSRE, TSRF - TSRD - диаметр монтажной части - TSRK	 480 503 605 26 31 21 26
Маркировка взрывозащиты ¹⁾	Ex e IIC Gb U Ex ia IIC Ga U
Масса, не более, кг	5
Срок эксплуатации лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87600
Примечание: ¹⁾ – в зависимости от заказа	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплект средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термопреобразователь сопротивления платиновый	TSR	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз. ¹⁾
Паспорт	-	1 экз.
¹⁾ – поставляется на партию на конкретный адрес		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;
ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;
Техническая документация Techno Controls.

Правообладатель

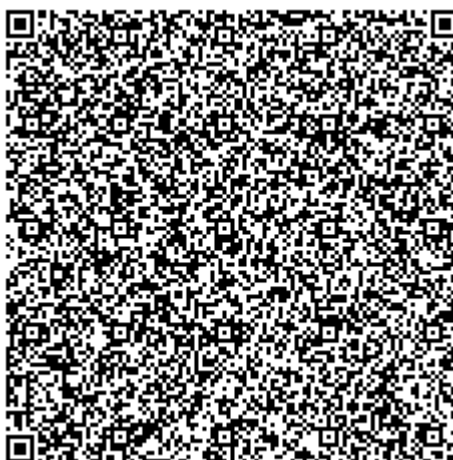
Techno Controls, Индия
Адрес: 54/1, Survey No. 299, Meladi Estate, Near Gota Railway Crossing, Gota, Ahmedabad – 382481, Gujarat, India.
Телефон: +91-99099 25234
Факс: +91-2717-241315, 241312
E-mail: info@technocontrols.com

Изготовитель

Techno Controls, Индия
Адрес: 54/1, Survey No. 299, Meladi Estate, Near Gota Railway Crossing, Gota, Ahmedabad – 382481, Gujarat, India.
Телефон: +91-99099 25234
Факс: +91-2717-241315, 241312
E-mail: info@technocontrols.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)
ИНН 7714899700
Адрес: 125315, г. Москва, ул. Часовая, д. 9А, помещение 27А
Телефон: +7 (495) 664-23-42
Web-сайт: <http://www.inexcert.ru>
E-mail: info@inexcert.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312302.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87152-22

Лист № 1
Всего листов 22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОМ С70 (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) Томской ГРЭС-2, ЦСОИ Томской ТЭЦ-3, ЦСОИ исполнительного аппарата управления (ИАУ) АО «Томская генерация», серверы АИИС КУЭ на базе контроллеров многофункциональных СИКОМ С50, устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – 3-ем уровне системы осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности 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 с 3-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от других 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, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени серверов АИИС КУЭ осуществляется ежечасно. При наличии расхождения шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД равного ± 2 с и более, 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, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. 6, С1	ТФМ-110 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
2	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. 2, С3	ТФМ-110 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 16023-97		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
3	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. 3, С2	ТФМ-110 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 16023-97	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
4	Томская ГРЭС-2, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. 1, С4	ТФМ-110 500/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 16023-97		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
5	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч. 11, 3501	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3195-72	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
6	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч. 13, 3503	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3195-72		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч. 4, 3505	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
8	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 1СШ, яч. 8, 35101	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3195-72	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
9	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч. 14, 3504	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3195-72		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
10	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч. 6, 3506	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
11	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч. 10, 3508	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73	ЗНОМ-35-65 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 912-70	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
12	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч. 2, 3512	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3195-72		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
13	Томская ГРЭС-2, ОРУ-35 кВ, 2СШ, яч. 9, 35102	ТВДМ-35-1-600/5 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3642-73		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	Томская ГРЭС-2, ТГ-3, камера выводов ТГ-3	ТЛШ 4000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная
16	Томская ГРЭС-2, ТГ-6, камера выводов ТГ-6	ТПШФ 3000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 519-50	НОМ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 363-49	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
17	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 1СШ, яч. 4, ф. 631	ТЛЮ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
18	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 1СШ, яч. 5, ф. 633	ТЛЮ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-07		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
19	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 1СШ, яч. 6, ф. 635	ТЛЮ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
20	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 2СШ, яч. 9, ф. 630	ТЛЮ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-06	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
21	Томская ГРЭС-2, КРУ-6 кВ, 2СШ, яч. 7, ф. 634	ТЛЮ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 11, ф. 1011	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16 ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
23	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 1, ф. 1001	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
24	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 9, ф. 1009	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
25	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 13, ф. 1013	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
26	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 10, ф. 1039	ТЛП-10 800/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
27	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 7, ф. 1041	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 41, ф. 1007	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16 ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
29	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 27, ф. 1027	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
30	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 42, ф. 1033	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 39, ф. 1010	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная реактивная
32	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 20, ф. 1020	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная
33	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 26, ф. 1026	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная реактивная
34	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 38, ф. 1038	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная
35	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 2СШ, яч. 40, ф. 1040	ТЛП-10 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
36	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 12, ф. 1012	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 ЦСОИ Томской ГРЭС-2: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
37	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 14, ф. 1014	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
38	Томская ГРЭС-2, ГРУ-10 кВ, 1СШ, яч. 16, ф. 1016	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-06		EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
39	Томская ГРЭС-2, ТГ-5, камера выводов ТГ-5	ТПШФ 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 519-50	НТМИ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	реактивная
40	Томская ГРЭС-2, ТГ-7, камера выводов ТГ-7	ТЛШ-10 5000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		активная
41	Томская ГРЭС-2, ТГ-8, на токопроводе в нуле ТГ-8	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 21255-01	ЗНОЛ.06 11000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	EPQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
43	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 1СШ, яч. 10, Т-210	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 ЦСОИ Томской ТЭЦ-3: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16 ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
44	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 1СШ, яч. 6, Т-212	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3191-72		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная
45	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 1СШ, яч. 7, ОВ-220	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3191-72		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная
46	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 220 кВ, 2СШ, яч. 8, Т-211	ТВ 1000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 220000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная
47	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 1СШ, яч. 6, С-131	ТФЗМ-110Б-ІУ1 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
48	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 1СШ, яч. 5, ОВ-110	ТФЗМ-110Б-ІУ1 800/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06		реактивная
49	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 1СШ, яч. 4, С-134	ТФЗМ-110Б-ІУ1 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	активная	реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
50	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 2СШ, яч. 8, С-132	ТФЗМ-110Б-IV1 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	УСПД: СИКОН С70 Рег. № 28822-05 ЦСОИ Томской ТЭЦ-3: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная реактивная
51	Томская ТЭЦ-3, ОРУ 110 кВ, 2СШ, яч. 2, С-135	ТФЗМ-110Б-IV1 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-71		ЕРQS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	ЦСОИ ИАУ АО «Томская генерация»: УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ СИКОН С50 Рег. № 65197-16	активная реактивная

П р и м е ч а н и я

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденного типа.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Номер ИК	Диапазон 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	3	4	5	6	7	8
1 - 13; 16; 39 - 41; 47 - 51 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,2	5,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,2	3,3	5,6
14; 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,4	1,7	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,4	1,7	2,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,7	1,5	1,7	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,4	1,9	1,5	1,9	2,3
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,7	2,5	2,0	2,1	2,8
17 - 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,6	2,3	3,4
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
22 - 38 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,1	1,4	1,5	1,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,1	1,4	1,5	1,7
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	0,9	1,3	1,4	1,6	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,3	1,6	1,4	1,8	2,0
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,6	2,3	1,9	2,0	2,6
42 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,4	1,7	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,7	1,5	1,7	2,1
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,5	2,3	1,6	2,0	2,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	2,5	1,6	2,1	2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
43 - 46	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,9	2,6
(ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,2	5,6
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +14 до +32 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.							

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 - 13; 16; 39 - 41; 47 - 51 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,4	4,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
14; 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,4	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,4	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,4	3,5	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,9	3,7	3,5
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	3,9	3,6
17 - 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,9	2,1	4,2	3,7
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
22 - 38 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,2	3,3	3,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,2	3,3	3,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,3	3,3	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,8	3,6	3,5
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,3	2,0	3,8	3,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
42 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,6	1,3	3,4	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,7	1,4	3,5	3,3
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,6	3,7	3,4
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	2,5	2,1	3,9	3,6
43 - 46 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	2,1	1,5	3,6	3,4
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,4	2,7	5,4	4,0
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +14 до +32 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	51
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - 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 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +14 до +32 0,5

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	70000 3 70000 24 100000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, сут, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Томская генерация» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФМ-110	12
Трансформатор тока	ТВ	27
Трансформатор тока	ТВДМ-35-1-600/5	12
Трансформатор тока	ТШЛ-10	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10	3
Трансформатор тока	ТЛШ	3
Трансформатор тока	ТПШФ	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	15
Трансформатор тока	ТЛП-10	34
Трансформатор тока	ТШЛ 20	2
Трансформатор тока	ТШ 20	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-ІУ1	15
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	9
Трансформатор напряжения	НОМ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	9

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	47
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	6
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
Сервер АИИС КУЭ	СИКОН С50	3
Программное обеспечение	Пирамида 2000	3
Формуляр	АСВЭ 334.00.000 ФО	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) АО «Томская генерация», аттестованной ООО «АСЭ», 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

Акционерное общество «Томская генерация» (АО «Томская генерация»)
ИНН 7017373959
Адрес: 634041, Томская область, г. Томск, пр-кт Кирова, д. 36

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)
ИНН 3329074523
Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1
Юридический адрес: 600031, Владимирская область, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Испытательный центр

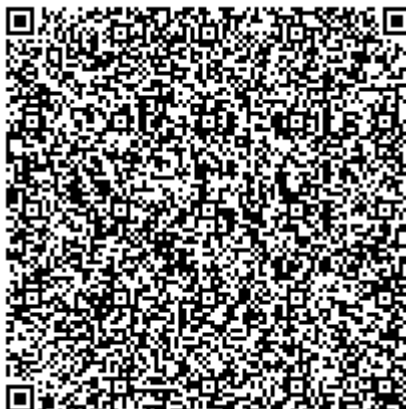
Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87153-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1511

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1511 (далее – СИКН) предназначена для измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти.

При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет система сбора и обработки информации (далее – СОИ), как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта рассчитывают как сумму массовых долей воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта, в состав которой входят система сбора и обработки информации (далее – СОИ), блок трубопоршневой поверочной установки, блок подключения передвижной трубопоршневой поверочной установки, блок фильтров (далее – БФ), блок измерительных линий (далее – БИЛ), блок измерений показателей качества нефти (далее – БИК). В вышеприведенные технологические блоки входят измерительные компоненты по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерении параметров качества нефти, а также контроле технологических режимов работы СИКН.

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

В состав СИКН входят измерительные компоненты, участвующие в измерениях массы нефти и приведенные в таблице 1. Часть измерительных компонентов СИКН, приведенных в таблице 3, формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК).

Таблица 1 – Основные измерительные компоненты, применяемые в составе СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF (далее – СРМ)	13425-06

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Датчики давления «Метран-150»	32854-09
Преобразователь давления измерительный 3051S	24116-08
Датчики температуры 644	39539-08
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВН)	14557-05
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-01
Комплексы измерительно-вычислительные Вектор-02 (далее – ИВК)	43724-10

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры, средство измерений объемного расхода в БИК.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматические измерения температуры, давления, плотности, объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (далее – КМХ) рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки СРМ с применением стационарной трубопоршневой поверочной установки (ТПУ) или передвижной ТПУ;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории, массовой доли воды по результатам измерений объемной доли воды в нефти с применением ВН или по результатам определения массовой доли воды в испытательной лаборатории;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК для обеспечения требований ГОСТ 2517 - 2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический и ручной отбор проб;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией СРМ, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти, предусмотрены места установки пломб, содержащих изображение знака поверки, который наносится методом давления на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных шпильках первичного измерительного преобразователя модели СМФ и на пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус электронного преобразователя.

Общий вид СРМ с указанием мест установки пломб от несанкционированного доступа, содержащих изображение знака поверки, представлены на рисунках 1, 2.

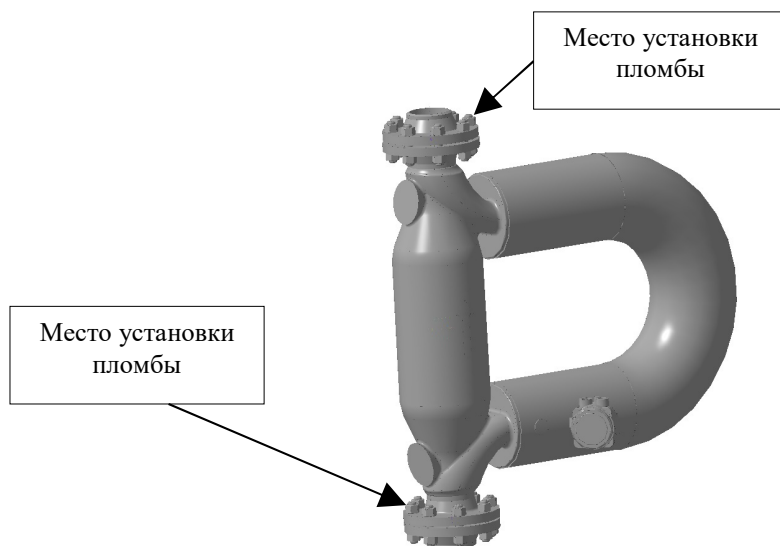


Рисунок 1 – Общий вид первичного измерительного преобразователя модели SMF CRM с указанием места установки пломб от несанкционированного доступа, содержащих изображение знака поверки

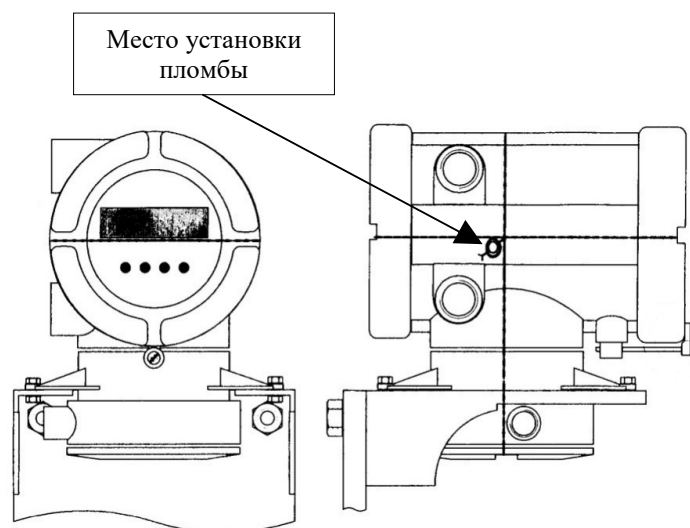


Рисунок 2 – Пример схемы установки пломбы, содержащих изображение знака поверки, от несанкционированного доступа на корпусе электронного преобразователя CRM

Заводской номер СИКН нанесен на табличку, закрепленную на входе блок-бокса БИЛ (рисунок 3).

Конструкцией СИКН место нанесения знака утверждения типа не предусмотрено.



Рисунок 3 – Табличка с заводским номером СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и компьютерах автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора «Вектор», обеспечивающие реализацию функций СИКН. Идентификационные данные ПО ИВК и АРМ оператора «Вектор» указаны в таблице 2.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием системы ограничения доступа, установкой пароля разного уровня доступа.

Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК	АРМ оператора «Вектор»	
Идентификационное наименование ПО	icc	calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер ПО)	6.4.1	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	23317745	44BAA61F	66F2A061

Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК, а также метрологические и основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК массы и массового расхода нефти (ИК 1, ИК 2)	2 (ИЛ ¹⁾ 1, ИЛ 2)	СРМ	ИВК	от 18 до 75 т/ч	$\pm 0,20^{2)}$ % $\pm 0,25^{3)}$ %
2						

¹⁾ Измерительная линия

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве контрольного;

³⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 18 до 75
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая ГОСТ Р 51858
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м ³	от 790 до 900
Диапазон давления измеряемой среды в рабочем диапазоне измерений массового расхода, МПа	от 0,3 до 4,0
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Режим работы СИКН	периодический
Содержание свободного газа	не допускается
Климатические условия эксплуатации СИКН:	
– температура окружающего воздуха в месте установки измерительных компонентов (БИЛ, БИК, ТПУ (блок-бокс)), °С	от +5 до +40

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
– температура окружающего воздуха в месте установки измерительных компонентов (БФ), °С	от -40 до +40
– температура окружающего воздуха в месте установки СОИ (операторная), °С	от +15 до +30

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1511, заводской № 43	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1511.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Каюм-Нефть» (АО «Каюм-Нефть»)

ИНН 8606014359

Адрес: 628180, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Нягань, ул. Ленина, д. 3, пом. 4

Телефон: 8 (900) 389-1325

E-mail: Urai@exillonenergy.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ «Вектор»)

ИНН 7203256184

Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, 88

Телефон: (3452) 388-720

Факс: (3452) 388-727

E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр

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

ИНН 1660007420

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

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

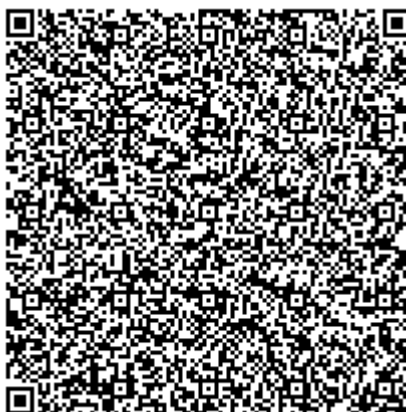
Телефон: 8(843) 272-70-62

Факс: 8(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 «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87154-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НС г. Пенза

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) НС г. Пенза, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», ПО «Пирамида 2000».

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Корректировка часов ИВК выполняется в автоматическом режиме с помощью устройства синхронизации времени УСВ. Контроль времени в счетчиках ИВК выполняет при каждом сеансе опроса. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 119.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО Энергосфера обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационные наименования модулей ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-86 (НС-1) 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,0	±3,2
2	ТП-86 (НС-1) 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		реактивная	±2,4	±5,2
3	РП-29 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.24, КЛ 10 кВ в сторону НС-8	ТПЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,0	±3,2
		ТПЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,4	±5,2
4	РП-29 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.23, КЛ 10 кВ в сторону НС-8	ТПЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,4
		ТПЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 69608-17	ЗНОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ ЗТП, РУ-10 кВ, 2 с. 10 кВ, яч.4, КЛ 10 кВ в сторону НС-5	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,1	±3,0
6	ПС 110 кВ ЗТП, РУ-10 кВ, 1 с. 10 кВ, яч.37, КЛ 10 кВ в сторону НС-5	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		реактивная	±2,7	±4,8
7	РУ-6 кВ НС-6, 2 СШ 6 кВ, яч.20, КЛ 6 кВ в сторону ТП-716 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная	±1,2	±3,3
8	РУ-6 кВ НС-6, 2 СШ 6 кВ, яч.24, КЛ 6 кВ в сторону ТП-911 6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		реактивная	±2,8	±5,3
9	РУ-6 кВ НС-6, 2 СШ 6 кВ, яч.22, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ Астро	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	РУ-6 кВ НС-6, 1 СШ 6 кВ, яч.23, КЛ 6 кВ в сторону РУ-6 кВ Астро	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,3
11	РУ-6 кВ НС-6, 1 СШ 6 кВ, яч.21, КЛ 6 кВ в сторону ТП-911	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная	±1,2	±3,3
12	ПС 110 кВ Химмаш, РУ-6 кВ, 6 СШ 6 кВ, яч.87, КЛ 6 кВ в сторону НС-6	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
13	ПС 110 кВ Заря, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.33, КЛ 6 кВ в сторону НС-6	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,0
14	РУ-6 кВ НС-4, 1 СШ 6 кВ, яч.7, КЛ 6 кВ от ТП- 717 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	РП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.17, КЛ 6 кВ в сторону НС-4	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,3
16	РП-3 Арбеково 10 кВ, РУ-10 кВ, СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ в сторону ТП-222 (НС-3) 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 35955-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,8
17	ТП-222 (НС-3) 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ в сторону ТП-239 10 кВ	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
18	РУ-6 кВ НС-2, 2 СШ 6 кВ, Ввод-1 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	РУ-6 кВ НС-2, 2 СШ 6 кВ, Ввод-2 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,2	±3,3
20	РУ-6 кВ НС-2, 1 СШ 6 кВ, Ввод-3 6 кВ	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.08 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-12		реактивная	±2,8	±5,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±2,8	±5,7
							±5	

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие веро-

3 Потребность в рабочих условиях для $\cos\phi = 0,8$ и $I = 0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего в

ов электроэнергии для ИК №№ 1 - 20 от 0 до + 40 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими харак-

денных в таблице 2. при условии, что Предприятие-владелец АИС КУЭ не претендует на участие

орических характеристик.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденные типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.

но с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

THE UNIVERSITY OF CHICAGO LIBRARY

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика ПСЧ-4ТМ.05 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.08, СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 220000 140000 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТПЛ-НТЗ	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	16
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформатор напряжения	НОМ-6	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.08	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.119-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) НС г. Пенза, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

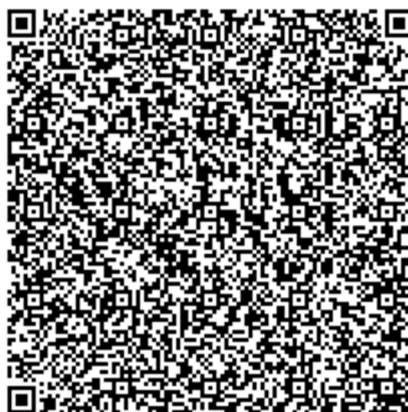
Филиал «Мордовский» Публичного акционерного общества «Т «Плюс»
(Филиал «Мордовский» ПАО «Т «Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 430017, г. Саранск, Александровское шоссе, д 13
Телефон: +7 (8342) 29-98-37
Факс: +7 (8342) 29-98-32

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»
(ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024173259
Адрес: 143421, Московская область, Красногорский р-н, 26 км автодороги «Балтия»,
бизнес-центр «Рига Ленд», стр. 3, офис 429 (часть «А»)
Телефон: 8 (495) 980-59-00
Факс: 8 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87155-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (8-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (8-я очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet 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.

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 УССВ, синхронизирующим собственную шкалу 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 УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При 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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (8-я очередь).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Печная, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ДСП-1, КЛ 35 кВ Печная – ДСП	ТОЛ-35 III-IV 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛП 35000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 19813-09	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: НР ProLiant DL180 G6	активная
2	ПС 110 кВ Печная, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, АКП-1, КЛ 35 кВ Печная - АКП	ТОЛ-35 III-IV 1500/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 34016-07		Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		реактивная
3	ПС 110 кВ РИТ-Парк, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1, КЛ 10 кВ Ф-101	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная
4	ПС 110 кВ РИТ-Парк, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 25, КЛ 10 кВ Ф-110	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-11		Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		реактивная
5	ПС 110 кВ РИТ-Парк, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 15, КЛ 10 кВ Ф-203	ТОЛ-СЭЩ-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 32139-11	НОЛ-СЭЩ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-12	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная
						реактивная

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

Номер ИК	Диапазон 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 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,5	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,8	1,2	0,8	1,0	1,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,6	0,9	1,3	0,8	1,1	1,4
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,3	2,0	1,2	1,5	2,2
3 - 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,2	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,7	1,0	1,3	1,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,5	2,3	1,3	1,6	2,4
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и 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 +5 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 и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1; 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,8	1,8	1,8
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	0,9	1,9	1,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,3	2,1	2,0
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	1,5	2,5	2,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
3 - 6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,3	1,0	2,0	1,9
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,4	1,1	2,1	1,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,4	2,3	2,1
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,6	2,7	2,3
П р и м е ч а н и я 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и 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 +5 до +40 °С. 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ - ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ - ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ - 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 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 3 100000 1 35000 2

Продолжение таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	30
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Ход часов компонентов АИИС КУЭ, с, не более	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (8-я очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35 III-IV	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	6
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL180 G6	
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Формуляр	АСВЭ 396.00.000 ФО	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 «КЭС» (8-я очередь), аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

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 «КЭС» (ООО «КЭС»)

ИНН: 3329032548

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

Изготовитель

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

ИНН 3329074523

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

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Испытательный центр

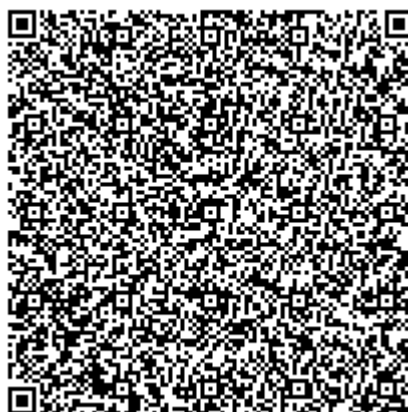
Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

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

Адрес: 600009, Владимирская область, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87156-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 3-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 3-я очередь (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналообразующую аппаратуру.

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

АРМ ежесуточно формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с. УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

ПО «АльфаЦЕНТР» 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.

Конструкция средств измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основ-ная относительная погрешность, %	Относи-тельная погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220 кВ Нефтезавод №303								
1	ПС 220 кВ Нефтезавод №303, ЗРУ-110 кВ, АТ-4	ТВ-ЗТМ Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 78965-20	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,4 ±2,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1 от 0 до $+40^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Кгт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Кгтн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец (Правообладатель) АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденные типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C: - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -60 до +40 от -40 до +60 от -10 до +55 от -20 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 74500 2 100000 2 70000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут., не менее	114
- при отключении питания, год, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут., не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, год, не менее	10
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-3ТМ	3
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1000 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Газпромнефть-МНПЗ» 3-я очередь, аттестованном ООО «МЦМО», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

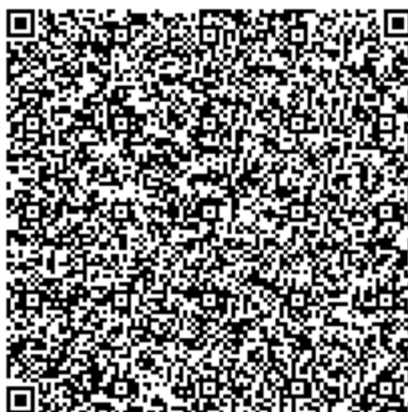
Акционерное общество «Газпромнефть – Московский НПЗ»
(АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
ИНН 7723006328
Адрес: 109429, город Москва, кв-л Капотня 2-й, д. 1 к. 3

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87158-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Арланского НУ, Туймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Арланского НУ, Туймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД) со встроенным приемником точного времени и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), серверы синхронизации времени ССВ-1Г (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) №№ 1-11, 14 состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Измерительные каналы №№ 12, 13, 15 состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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

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

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

Для ИК №№ 12, 13, 15 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК №№ 1-11, 14 цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналам связи поступает на верхний уровень системы.

На уровне ИВК системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭМ и иным заинтересованным организациям.

Данные хранятся в ИВК. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Рег. № 39485-08). ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC(SU) спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети TCP/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера.

Коррекция внутренних часов УСПД осуществляется по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД. В случае неисправности ГЛОНАСС/GPS-модуля имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Сличение часов счетчиков с часами УСПД/ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД/сервера ИВК более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД 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 и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 01105.1

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2–3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ/Сервер
1		2	3	4	5	6
1	КТП 2х630 кВА ТП 10/0,4 кВ №У-1-2 Водовод Курган- Юргамыш, 1 сш 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ №1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 64182- 16	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	1	ССВ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
2	КТП 2х630 кВА ТП 10/0,4 кВ №У-1-2 Водовод Курган- Юргамыш, 2 сш 0,4кВ, Ввод 0,4 кВ №2	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 64182- 16	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
3	ПС 110/35/6кВ «Субханкулово », РУ-6кВ, 1 сек. ш. 6кВ, яч. №21, ф.10-10	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958- 16	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
4	ПС 110/35/6кВ «Субханкулово », РУ-6кВ, 2 сек.ш. 6кВ, яч. №4, ф.10-04	ТПОЛ Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 47958- 16	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
5	ПС «Телепаново» 110/35/6кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 сш. 6 кВ, яч. №14, ф.38-14	ТПЛ Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 47958- 16	НТМИА Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 67814-17	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		
6	КТП 2х400 кВА ПСП «Уфа» 6/0,4 кВ, 1 сш 0,4кВ, яч. №1, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 75345- 19	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17		

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5	6
7	КТП 2х400 кВА ПСП «Уфа» 6/0,4 кВ, 2 сш 0,4кВ, яч. №21, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН-Ш Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 75345- 19	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	—	ССБ-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
8	ВЛ-10 кВ от яч. №10 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА оп.14А, ПКУЭ- 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
9	ВЛ-10 кВ от яч. №27 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА оп.15А, ПКУЭ- 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
10	ВЛ-10 кВ Ф.27 от яч. №27 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА, оп.112 Отпайка ВЛ-10 кВ в сторону СНТ «Лабиринт», ПКУЭ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
11	ВЛ-10 кВ Ф.27 «Нурлино- Восток» от яч.№27 ЗРУ-10 кВ ЛПДС «Нурлино» МН УБКУА, оп.22 Отпайка Л-10 кВ, ПКУЭ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 25433- 11	ЗНОЛП-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 67628-17	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 75755- 19		
12	ЩСУ-0,4 кВ, ЛПДС «Черкасы-1», 1 сш 0,4 кВ, шкаф №5 панель 1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182- 16	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5	6
13	ЩСУ-0,4 кВ, ЛПДС «ЧеркассЫ-1», 2 сш 0,4 кВ шкаф №10 панель 1	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	CCB-1Г Рег. № 39485-08/ HP ProLiant
14	КТП 2х630 кВА УБКУА НПС «ЧеркассЫ-2» 10/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, яч. №16 «ИП Кочарян»	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	–	
15	ТП-2 «ЛБ Суплав» 6/0,4 кВ, РУ-0.4 кВ, сш-0,4 кВ, яч. №14 QS-14	ТШЛ-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 64182-16	–	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	
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 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД и серверов синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера БД при условии сохранения цифрового идентификатора ПО. 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть-Урал» порядке, все изменения вносятся в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 4 Кл. т. – класс точности, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока.						

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, 6-7, 12-15	Активная	0,8	2,9
	Реактивная	2,2	4,6
3-4	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,6
5, 8-11	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	2,7	4,7
Пределы допускаемой погрешности ($\pm\Delta$) СОЕВ АИИС КУЭ, с		5	
Примечания 1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C для ИК № 1-15, при $\cos \varphi=0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
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	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от – 45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счётчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 для счётчика Меркурий 234 ARTM – среднее время восстановления работоспособности, ч ЭКОМ-3000: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч ССВ-1Г: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер HP ProLiant: – среднее время наработки на отказ Т, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности $t_{в}$ не более, ч	220000 320000 2 100000 2 15000 2 261163 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	18
Трансформатор тока	ТПОЛ	6
Трансформатор тока	ТПЛ	3
Трансформатор тока	ТТН-Ш	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИА	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	4
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Сервер	HP ProLiant	2
Паспорт-Формуляр	НОВА.2021.АСКУЭ.01105 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Арланского НУ, Туймазинского НУ, Курганского НУ, Черкасского НУ, СУПЛАВ», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

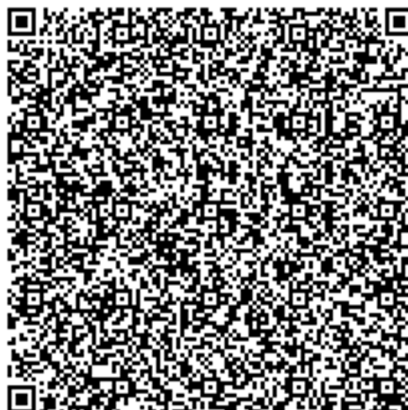
Акционерное общество «Транснефть–Урал»
(АО «Транснефть–Урал»)
ИНН 0278039018
Адрес: 450008, г. Уфа, ул. Крупской, 10
Телефон: +7 (347) 279-25-25
Факс: +7 (347) 272-96-44
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть–Урал»
(АО «Транснефть–Урал»)
ИНН 0278039018
Адрес: 450008, г. Уфа, ул. Крупской, 10
Телефон: +7 (347) 279-25-25
Факс: +7 (347) 272-96-44
E-mail: tnural@ufa.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87159-22

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры электрического присоединения ARIS-22xx

Назначение средства измерений

Контроллеры электрического присоединения ARIS-22xx (далее – контроллеры) предназначены для измерений и учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, измерений активной, реактивной, полной фазной мощности, напряжения и силы переменного тока, частоты, приема и обработки унифицированных аналоговых сигналов силы постоянного тока, измерений и регистрации показателей качества электрической энергии (далее – ПКЭ), записи осциллограмм, регистрации дискретных сигналов о состоянии оборудования, выдачи команд управления, расчета и выдачи сигналов оперативных блокировок, управления высоковольтным выключателем, детектирования межфазных коротких замыканий и замыканий на землю в сети 6 – 20 кВ, формирования собственной шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС: ГЛОНАСС) и от источников NTP, RTP (IEEE 1588v2) с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU).

Описание средства измерений

Принцип действия контроллеров основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов, их обработке и хранении, с возможностью последующей передачи в информационные системы.

Контроллеры выполняют следующих функции:

- измерение и учет активной и реактивной электрической энергии;
- измерение и регистрация ПКЭ;
- прием и обработка унифицированных аналоговых сигналов силы постоянного тока от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА, от -5 до +5 мА;
- регистрация параметров электрического тока;
- прием и обработка сигналов от ГНСС с использованием встроенного или внешнего приемника ГНСС: ГЛОНАСС и его сигнала PPS, синхронизация по пересчитанным сигналам собственной шкалы времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU);
- прием и обработка сигналов точного времени от NTP-серверов по протоколу NTP или от систем верхнего уровня в иных протоколах обмена данными и синхронизация собственной шкалы времени со шкалами этих серверов и систем;
- прием и обработка сигналов точного времени от RTP-серверов по протоколу RTP стандарта (IEEE 1588v2) и синхронизация собственной шкалы времени со шкалой этих серверов;
- регистрация дискретных сигналов о состоянии оборудования;
- запись осциллограмм;
- выдача команд управления;
- выполнение пользовательских алгоритмов;

- расчет и выдача сигналов оперативных блокировок;
- управление высоковольтным выключателем;
- детектирование межфазных коротких замыканий и замыканий на землю в сети 6 – 20 кВ;
- обмен данными и командами в цифровых протоколах передачи данных со смежными устройствами и системами.

Контроллеры применяются в качестве контроллеров электрического присоединения для построения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), систем сбора и передачи информации телемеханических (далее – ССПИ/ТМ) на электрических подстанциях, электростанциях, атомных станциях, объектах жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) и других объектах энергетики.

Конструктивно контроллеры представляют собой модульно-компоуемые устройства, изготавливаемые в едином корпусе «Евромеханика» и предназначены для размещения в электротехнических шкафах и стойках, а также для врезки в панели. Контроллеры имеют панель с интерфейсом «человек-машина» (далее – ИЧМ) на основе графического дисплея и клавиатуры.

Контроллеры выпускаются в исполнениях: ARIS-2203, ARIS-2205, ARIS-2208 и ARIS-2214, отличающихся количеством встраиваемых модулей.

Количество модулей, которые входят в состав исполнений контроллеров, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество модулей в составе исполнений контроллеров

Тип модулей	Исполнение контроллеров			
	ARIS-2203	ARIS-2205	ARIS-2208	ARIS-2214
Общее количество модулей, шт., не более	3	5	8	14
Модуль источника питания, шт.	1	1 (2)	1 (2)	1 (2)
Процессорный модуль, шт.	1	1 (2)	1 (2)	1 (2)

В зависимости от назначения контроллеры включают в свой состав:

- модули источников питания (один или два модуля с возможностью горячей замены, подключенных к разным вводам питания);
- модули процессорные с портами Ethernet;
- модуль системы обеспечения единого времени ГНСС (интегрирован в процессорный модуль);
- модуль мобильной связи (интегрирован в процессорный модуль);
- модули коммуникационные (обеспечивающие интерфейсы RS-232, RS-485, Ethernet);
- модули дискретных выходов;
- модуль управления высоковольтным выключателем;
- модули дискретных входов;
- модули дискретных входов/выходов;
- модули ввода унифицированных аналоговых сигналов;
- модули измерений и осциллографирования;
- модуль измерительный с функцией детектирования межфазных коротких замыканий и замыканий на землю в сети 6 – 20 кВ;

Количество модулей источников питания не должно превышать двух на один контроллер. Состав контроллера определяется на этапе заказа.

Структура условного обозначения исполнений контроллеров представлена на рисунке 1

		1	2	3	4	5	6
ARIS	—	22	xx	A2.4- ... -M1.4	H0.	P100.	Q.

где:

1 – код линейки контроллеров.

2 – исполнение по составу модулей:

03 – корпус на 3 модуля;

05 – корпус на 5 модулей;

08 – корпус на 8 модулей;

14 – корпус на 14 модулей.

3 – коды модулей в составе крейта в соответствии с таблицей формирования кодов в руководстве по эксплуатации. На корпусе модулей указаны коды модулей в формате A1-G1, без учета высоты, выраженной в монтажных единицах – юнитах (4U).

4 – исполнение панели ИЧМ:

а) H0 – встроенная;

б) H1 – выносная;

в) поле пустое – при отсутствии панели ИЧМ.

5 – обозначение количества информационных параметров:

а) P100 – при 100;

б) P500 – при 500;

в) P1000 – при 1000;

г) P5000 – при 5000.

6 – коды обозначения дополнительного функционала в соответствии с таблицей формирования кодов в РЭ.

Рисунок 1 - Структура условного обозначения исполнений контроллеров

Заводской номер наносится на маркировочную этикетку контроллеров типографским способом в виде цифрового кода.

Общий вид контроллеров с указанием мест ограничения доступа к органам настройки (регулировки) представлен на рисунках 2 – 7. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба. Вариант пломбирования: поверительная наклейка (наносится на боковую панель контроллера) и заводская наклейка (наносится на винт крепления модуля).



Рисунок 2 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS-2203 (вид сзади)

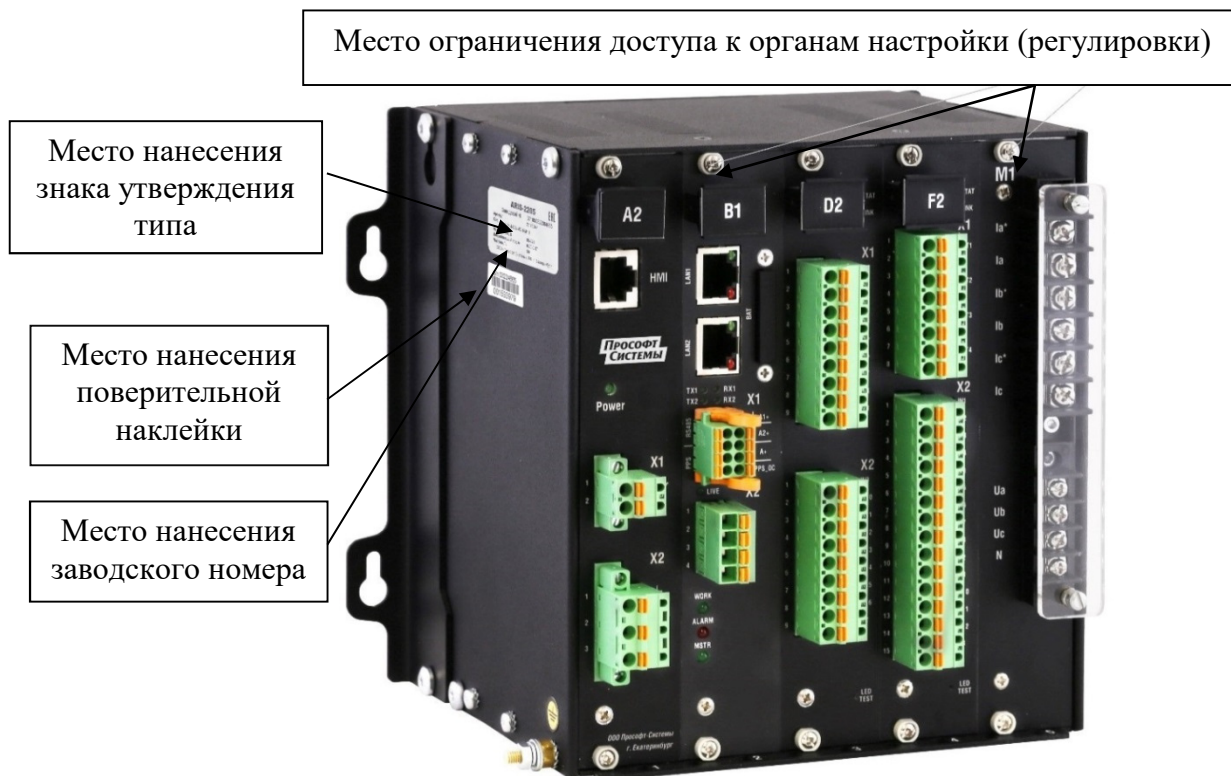


Рисунок 3 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS-2205 (вид сзади)



Рисунок 4 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS-2208 (вид сзади)



Рисунок 5 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS-2214 (вид спереди)



Рисунок 6 – Общий вид контроллеров исполнения ARIS-2214 (вид сзади)



Рисунок 7 – Общий вид контроллеров ARIS-22xx
(вид спереди, панель ИЧМ не установлена)

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) контроллеров входит:

- встроенное системное программное обеспечение (далее - СПО);
- прикладное ПО – программа-конфигуратор, Web-интерфейс, предоставляющее интерфейс для конфигурирования контроллеров и просмотра текущих данных, получаемых и обрабатываемых контроллерами.

Встроенное СПО делится на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Метрологически незначимая часть встроенного СПО может допускать изменения и дополнения, не влияющие на идентификационные данные метрологически значимой части СПО. Метрологически значимая часть вынесена в специализированную библиотеку (файл).

Для защиты от преднамеренных и непреднамеренных изменений блока данных, включающего в себя параметры конфигурации и архивы, используется защита паролем.

Уровень защиты встроенного СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Прикладное ПО не является метрологически значимым и предназначено для конфигурирования контроллеров и просмотра текущих данных, получаемых и обрабатываемых контроллерами.

Идентификационные данные метрологически значимой части СПО контроллеров приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные СПО контроллеров

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Встроенное СПО контроллеров	libecom.so	M1.10	756a3d38939805965e44670905fc93d5	MD5
Встроенное ПО модуля М1.4	libq_s.a	M1.10	98fd608936e377cdf55567fbae4a91a9	MD5
Встроенное ПО модуля М3.4, М4.4	libq_a.a	M1.10	6dc6e5f3af15d764446140e303ae4ef0	MD5
Встроенное ПО модуля М6.4	libq_m6.a	M1.10	2e787c3616c168f03608247206ee0a3b	MD5
Встроенное ПО модуля М7.4	libq_m7.a	M1.10	54b45637dc383d426355669e0c9d8e58	MD5
Встроенное ПО модуля G1.4	libai_metrology_part.a	M1.10	69725cb713b357b6a4a46660e43ebacc	MD5

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики контроллеров приведены в таблицах 3 – 20.

Номинальные среднеквадратические значения фазного напряжения переменного тока: $U_{\text{ном}} = 57,7/220 \text{ В}$.

Номинальное среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока для модулей М6.4, М7.4: $U_{\text{ном}} = 57,7 \text{ В}$

Номинальные среднеквадратические значения междуфазного напряжения переменного тока: $U_{\text{МФном}} = 100/380 \text{ В}$.

Номинальное среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока для модулей М6.4, М7.4: $U_{\text{МФном}} = 100 \text{ В}$.

Номинальные среднеквадратические значения силы переменного тока $I_{\text{ном}} = 1/5 \text{ А}$.

Базовый ток для модуля М7.4 $I_6 = 40/200 \text{ А}$.

Номинальное значение частоты переменного тока $f = 50 \text{ Гц}$.

Таблица 3 – Метрологические характеристики собственных часов

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемого смещения собственной шкалы времени относительно национальной шкалы времени UTC (SU) в режиме синхронизации по источнику точного времени ГНСС или NTP с использованием PPS-сигнала, мс	± 1
Пределы допускаемого смещения собственной шкалы времени относительно шкалы времени источника времени NTP в режиме синхронизации без использования PPS-сигнала, мс	± 10
Пределы допускаемого смещения собственной шкалы времени относительно национальной шкалы времени UTC (SU) в режиме синхронизации по источнику точного времени РТР с использованием PPS-сигнала, мкс	± 100
Пределы допускаемой погрешности хранения собственной шкалы времени (без коррекции от источника точного времени), с/сут	± 1

Таблица 4 – Метрологические характеристики при измерении унифицированных аналоговых сигналов с помощью модуля G1.4

Наименование характеристики	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений основной погрешности измерений, %	Средний температурный коэффициент, %/°C
	На входе	На выходе		
Сила постоянного тока	от -5 до +20 мА	13 бит + 1 знак	$\pm 0,1$	0,01

Таблица 5 – Метрологические характеристики при измерении параметров переменного тока по классу S (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модуля М1.4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Частота переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	-
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока U_A, U_B, U_C , В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока $U_{\text{фср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,35$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение фазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{ф}}, U_{2\text{ф}}, U_{0\text{ф}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений междуфазного напряжения переменного тока $U_{\text{Мфср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,35$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{Мф}}, U_{2\text{Мф}}, U_{0\text{Мф}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение силы переменного тока I_A, I_B, I_C , А	от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений силы переменного тока $I_{\text{фср}}$, А	от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,35$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение силы переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности I_1, I_2, I_0 , А	от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,01

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Активная фазная и трехфазная электрическая мощность P_A, P_B, P_C, P , Вт	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,4 \%$ (δ) для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \cos \varphi \leq 1$ $\pm 0,2 \%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \cos \varphi \leq 1$ $\pm 0,5 \%$ (δ) для $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,3 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \cos \varphi < 0,5$	0,02
Реактивная фазная и трехфазная электрическая мощность Q_A, Q_B, Q_C, Q , вар	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 0,75 \%$ (δ) для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin \varphi \leq 1$ $\pm 0,5 \%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin \varphi \leq 1$ $\pm 0,75 \%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,75 \%$ (δ) для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin \varphi < 0,5$	0,02
Полная фазная и трехфазная электрическая мощность S_A, S_B, S_C, S , В·А	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,75 \%$ (δ) для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 0,5 \%$ (δ) для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	0,02
Угол фазового сдвига между током и напряжением основной гармоники $\varphi_{UIA(1)}, \varphi_{UIB(1)}, \varphi_{UIC(1)}$, °	от -180 до +180	$\pm 0,2^\circ$ (Δ)	-
Коэффициент мощности фазный $\cos \varphi_A, \cos \varphi_B, \cos \varphi_C$	от -1,0 до +1,0	$\pm 0,01$ (Δ)	-

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
¹⁾ Применим термин «пределы допускаемой основной погрешности измерений» – при нормировании среднего температурного коэффициента для конкретной метрологической характеристики.			

Таблица 6 – Метрологические характеристики при измерении ПКЭ по классу S (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модуля М1.4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ) погрешности измерений
Отклонение частоты Δf_{10} , Гц	от -7,5 до +7,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)
Положительное отклонение фазного напряжения переменного тока $\delta U_{Ay (+)}$, $\delta U_{By (+)}$, $\delta U_{Cy (+)}$, %	от 0 до 20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Отрицательное отклонение фазного напряжения переменного тока $\delta U_{Ay (-)}$, $\delta U_{By (-)}$, $\delta U_{Cy (-)}$, %	от 0 до 20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Установившееся отклонение фазных напряжений переменного тока δU_{Ay} , δU_{By} , δU_{Cy} , %	от -20 до +20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения переменного тока K_U (при $K_U \geq 1,0$), %	от 1 до 45	± 5 % (δ)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения переменного тока K_U (при $K_U < 1,0$), %	от 0 до 1	$\pm 0,3$ % (Δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения переменного тока $K_{Usg,n}$ (при $K_{Usg,n} \geq 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 1 до 30	± 5 % (δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения переменного тока $K_{Usg,n}$ (при $K_{Usg,n} < 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 0 до 1	$\pm 0,3$ % (Δ)
Коэффициент m -й интергармонической составляющей напряжения переменного тока $K_{Uisg,m}$ (при $K_{Uisg,m} \geq 1,0$), где $m = 2 \dots 39$, %	от 1 до 30	± 5 % (δ)
Коэффициент m -й интергармонической составляющей напряжения переменного тока $K_{Uisg,m}$ (при $K_{Uisg,m} < 1,0$), где $m = 2 \dots 39$, %	от 0 до 1	$\pm 0,3$ % (Δ)

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ) погрешности измерений
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока K_I (при $K_I \geq 1,0$), %	от 1 до 45	$\pm 5\%$ (δ)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока K_I (при $K_I < 1,0$), %	от 0 до 1	$\pm 0,3\%$ (Δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей силы переменного тока $K_{Isg,n}$ порядка (при $K_{Isg,n} \geq 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 1 до 30	$\pm 5\%$ (δ)
Коэффициент n -й гармонической составляющей силы переменного тока $K_{Isg,n}$ (при $K_{Isg,n} < 1,0$), где $n = 2 \dots 40$, %	от 0 до 1	$\pm 0,3\%$ (Δ)
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,2\%$ (Δ)
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,2\%$ (Δ)
Длительность провала (прерывания) напряжения переменного тока $t_{пров}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)
Длительность перенапряжения $t_{пер}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)
Коэффициент временного перенапряжения $K_{пер}$, отн.ед.	от 0,01 до 30	$\pm 1\%$ (δ)
Глубина провала напряжения $\delta U_{пров}$, %	от 10 до 95	$\pm 1\%$ (δ)

Таблица 7 – Метрологические характеристики при измерении параметров переменного тока по классу А (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модулей М3.4, М4.4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Частота переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	-
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока U_A, U_B, U_C , В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока $U_{\text{фср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение фазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{ф}}, U_{2\text{ф}}, U_{0\text{ф}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений междуфазного напряжения переменного тока $U_{\text{Мфср}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазных напряжений переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности $U_{1\text{Мф}}, U_{2\text{Мф}}, U_{0\text{Мф}}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднеквадратическое значение силы переменного тока I_A, I_B, I_C , А	от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01
Среднее среднеквадратических значений силы переменного тока $I_{\text{фср}}$, А	от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)	0,01

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относи- тельной (δ); приведенной к номиналь- ному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Среднеквадратическое значение силы переменного тока прямой, обратной и нулевой последовательности I_1, I_2, I_0, A	от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,1 \% (\gamma)$	0,01
Активная фазная и трехфазная электрическая мощность $P_A, P_B, P_C,$ $P, Вт$	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,4 \% (\delta)$ для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 \leq \cos \varphi \leq 1$ $\pm 0,2 \% (\delta)$ для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 \leq \cos \varphi \leq 1$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,3 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \cos \varphi < 0,5$	0,02
Реактивная фазная и трехфазная электрическая мощность $Q_A, Q_B, Q_C, Q,$ вар	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin \varphi \leq 1$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,8 < \sin \varphi \leq 1$ $\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,25 \leq \sin \varphi < 0,5$	0,02

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относи- тельной (δ); приведенной к номиналь- ному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Полная фазная и трехфазная электрическая мощность $S_A, S_B, S_C, S,$ $B \cdot A$	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	0,02
Активная электрическая мощность прямой, обратной и нулевой последовательности $P_1,$ P_2, P_0 , Вт	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 < \cos \varphi \leq 1$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,8 < \cos \varphi \leq 1$ $\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,5 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 0,8$ $\pm 0,75 \% (\delta)$ для $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq \cos \varphi < 0,5$	0,02
Реактивная электрическая мощность прямой, обратной и нулевой последовательности $Q_1,$ Q_2, Q_0 , вар	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 3,0 \% (\delta)$	0,02
Полная электрическая мощность прямой, обратной и нулевой последовательности $S_1, S_2,$ $S_0, B \cdot A$	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 3,0 \% (\delta)$	0,02
Угол фазового сдвига между током и напряжением основной гармоники $\varphi_{UIA(1)}, \varphi_{UIB(1)},$ $\varphi_{UIC(1)}, ^\circ$	от - 180 до + 180	$\pm 0,1 ^\circ (\Delta)$ при $0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $\pm 0,5 ^\circ (\Delta)$ при $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}$	-
Коэффициент мощности фазный $\cos \varphi_A, \cos \varphi_B, \cos \varphi_C$	от - 1,0 до + 1,0	$\pm 0,01 (\Delta)$	-
Коэффициент мощности	от - 1,0 до + 1,0	$\pm 0,01 (\Delta)$	-

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к номинальному значению (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
средний по трем фазам $\cos\varphi_{\text{ср}}$			
¹⁾ Применим термин «пределы допускаемой основной погрешности измерений» – при нормировании среднего температурного коэффициента для конкретной метрологической характеристики.			

Таблица 8 – Метрологические характеристики при измерении ПКЭ по классу А (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модулей М3.4, М4.4 (опция QA)

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ), приведенной (γ) погрешности измерений
Отклонение частоты Δf_{10} , Гц	от -7,5 до +7,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)
Положительное отклонение фазного напряжения переменного тока $\delta U_{Ay(+)}$, $\delta U_{By(+)}$, $\delta U_{Cy(+)}$, %	от 0 до 50	$\pm 0,1$ % (Δ)
Положительное отклонение междуфазного напряжения переменного тока $\delta U_{ABy(+)}$, $\delta U_{BCy(+)}$, $\delta U_{CAy(+)}$, %	от 0 до 50	$\pm 0,1$ % (Δ)
Отрицательное отклонение фазного напряжения переменного тока $\delta U_{Ay(-)}$, $\delta U_{By(-)}$, $\delta U_{Cy(-)}$, %	от 0 до 90	$\pm 0,1$ % (Δ)
Отрицательное отклонение междуфазного напряжения переменного тока $\delta U_{ABy(-)}$, $\delta U_{BCy(-)}$, $\delta U_{CAy(-)}$, %	от 0 до 90	$\pm 0,1$ % (Δ)
Установившееся значение отклонения фазных напряжений переменного тока δU_{Ay} , δU_{By} , δU_{Cy} , %	от -20 до +20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Установившееся значение отклонения междуфазного напряжения переменного тока $\delta U_{\text{МФУ}}$, %	от -20 до +20	$\pm 0,2$ % (Δ)
Кратковременная доза фликера фазного и междуфазного напряжения переменного тока P_{St} , отн. ед.	от 0,2 до 10	± 5 % (δ)
Длительная доза фликера фазного и междуфазного напряжения переменного тока P_{L} , отн. ед.	от 0,2 до 10	± 5 % (δ)
Длительность прерывания фазного и междуфазного напряжения переменного тока $t_{\text{прер}}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)
Длительность провала фазного и междуфазного напряжения переменного тока $t_{\text{пров}}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ), приведенной (γ) погрешности измерений
Длительность фазного и междуфазного перенапряжения переменного тока $t_{\text{пер}}$, с	от 0,02 до 60	$\pm 0,02$ с (Δ)
Глубина фазного и междуфазного провала напряжения переменного тока $\delta U_{\text{пров}}$, %	от 10 до 95	$\pm 0,2$ % (Δ)
Остаточное значение при провале фазного и междуфазного напряжения переменного тока U_{res} , В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)
Коэффициент временного перенапряжения для фазных и междуфазных напряжений переменного тока $K_{\text{пер}}$, отн.ед.	от 1,1 до 1,5	$\pm 0,002$ отн. ед (Δ)
Максимальное значение напряжения переменного тока для фазного и междуфазного перенапряжения $U_{\text{пер}}$, В	от $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2$ % (γ)
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока основной частоты $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$, $U_{C(1)}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей фазного напряжения переменного тока порядка n , где $n = 2 \dots 50$, $U_{\text{sg},n}$, В	от $0,001 \cdot U_1$ до $0,3 \cdot U_1$	± 5 % (δ) при $U_{\text{sg},n} \geq 0,01 \cdot U_1$ $\pm 0,05$ % (γ) при $U_{\text{sg},n} < 0,01 \cdot U_1$
Среднеквадратическое значение интергармонической составляющей фазного напряжения переменного тока порядка m , где $m = 1 \dots 49$, $U_{\text{isg},m}$, В	от $0,001 \cdot U_1$ до $0,3 \cdot U_1$	± 5 % (δ) при $U_{\text{isg},m} \geq 0,01 \cdot U_1$ $\pm 0,05$ % (γ) при $U_{\text{isg},m} < 0,01 \cdot U_1$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного напряжения переменного тока K_U , %	от 0,1 до 50	± 5 % (δ) при $K_U \geq 1,0$ % $\pm 0,05$ % (Δ) при $K_U < 1,0$ %
Коэффициент гармонической составляющей фазного напряжения переменного тока порядка n , где $n = 2 \dots 50$, $K_{U\text{sg},n}$, %	от 0 до 30	± 5 % (δ) при $K_{U\text{sg},n} \geq 1,0$ % $\pm 0,05$ % (Δ) при $K_{U\text{sg},n} < 1,0$ %
Коэффициент интергармонической составляющей фазного напряжения переменного тока порядка m , где $m = 1 \dots 49$, $K_{U\text{isg},m}$, %	от 0 до 30	± 5 % (δ) при $K_{U\text{isg},m} \geq 1,0$ % $\pm 0,05$ % (Δ) при $K_{U\text{isg},m} < 1,0$ %
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока основной частоты $U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$, В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $1,5 \cdot U_{\text{МФном}}$	$\pm 0,1$ % (γ)
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей междуфазного напряжения переменного тока порядка n , где $n = 2 \dots 50$, $U_{\text{мфsg},n}$, В	от $0,001 \cdot U_{1\text{мф}}$ до $0,3 \cdot U_{1\text{мф}}$	± 5 % (δ) при $U_{\text{мфsg},n} \geq 0,01 \cdot U_{1\text{мф}}$ $\pm 0,05$ % (γ) при $U_{\text{мфsg},n} < 0,01 \cdot U_{1\text{мф}}$

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ), приведенной (γ) погрешности измерений
Среднеквадратическое значение интергармонической составляющей междуфазного напряжения переменного тока порядка m , где $m = 1 \dots 49$, $U_{m\phi isg, m}$, В	от $0,001 \cdot U_{1\phi}$ до $0,3 \cdot U_{1\phi}$	$\pm 5 \% (\delta)$ при $U_{m\phi isg, m} \geq 0,01 \cdot U_{1\phi}$ $\pm 0,05 \% (\gamma)$ при $U_{m\phi isg, m} < 0,01 \cdot U_{1\phi}$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазного напряжения переменного тока $K_{U\phi}$, %	от 0,1 до 50	$\pm 5 \% (\delta)$ при $K_{U\phi} \geq 1,0 \%$ $\pm 0,05 \% (\Delta)$ при $K_{U\phi} < 1,0 \%$
Коэффициент гармонической составляющей междуфазного напряжения переменного тока порядка n , где $n = 2 \dots 50$, $K_{U\phi sg, n}$, %	от 0 до 30	$\pm 5 \% (\delta)$ при $K_{U\phi sg, n} \geq 1,0 \%$ $\pm 0,05 \% (\Delta)$ при $K_{U\phi sg, n} < 1,0 \%$
Коэффициент интергармонической составляющей междуфазного напряжения переменного тока порядка m , где $m = 1 \dots 49$, $K_{U\phi isg, m}$, %	от 0 до 30	$\pm 5 \% (\delta)$ при $K_{U\phi isg, m} \geq 1,0 \%$ $\pm 0,05 \% (\Delta)$ при $K_{U\phi isg, m} < 1,0 \%$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока основной частоты $I_{A(1)}, I_{B(1)}, I_{C(1)}$, А	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,1 \% (\gamma)$
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей силы переменного тока порядка n , где $n = 2 \dots 50$, $I_{sg, n}$, А	от $0,0005 \cdot I_1$ до $0,3 \cdot I_1$	$\pm 5 \% (\delta)$ при $I_{sg, n} \geq 0,03 \cdot I_1$ $\pm 0,15 \% (\gamma)$ при $I_{sg, n} < 0,03 \cdot I_1$
Среднеквадратическое значение интергармонической составляющей силы переменного тока порядка m , где $m = 1 \dots 49$, $I_{isg, m}$, А	от $0,0005 \cdot I_1$ до $0,3 \cdot I_1$	$\pm 5 \% (\delta)$ при $I_{isg, m} \geq 0,03 \cdot I_1$ $\pm 0,15 \% (\gamma)$ при $I_{isg, m} < 0,03 \cdot I_1$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока K_I , %	от 0 до 50	$\pm 5 \% (\delta)$ при $K_I \geq 3,0 \%$ $\pm 0,15 \% (\Delta)$ при $K_I < 3,0 \%$
Коэффициент гармонической составляющей силы переменного тока порядка n , где $n = 2 \dots 50$, $K_{Isg, n}$, %	от 0 до 30	$\pm 5 \% (\delta)$ при $K_{Isg, n} \geq 3,0 \%$ $\pm 0,15 \% (\Delta)$ при $K_{Isg, n} < 3,0 \%$
Коэффициент интергармонической составляющей силы переменного тока порядка m , где $m = 1 \dots 49$, $K_{Iisg, m}$, %	от 0 до 30	$\pm 5 \% (\delta)$ при $K_{Iisg, m} \geq 1,0 \%$ $\pm 0,15 \% (\Delta)$ при $K_{Iisg, m} < 1,0 \%$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,15 \% (\Delta)$
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	от 0 до 20	$\pm 0,15 \% (\Delta)$
Коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности K_{2I} , %	от 0 до 20	$\pm 0,3 \% (\Delta)$ при $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{ном}$
Коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности K_{0I} , %	от 0 до 20	$\pm 0,3 \% (\Delta)$ при $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{ном}$

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ), относительной (δ), приведенной (γ) погрешности измерений
Угол фазового сдвига между фазными напряжениями основной гармоники $\varphi_{UAB(1)}, \varphi_{UBC(1)}, \varphi_{UCA(1)}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 0,1^\circ (\Delta)$
Угол фазового сдвига между междуфазными напряжениями основной гармоники $\varphi_{U(AB-BC)(1)}, \varphi_{U(BC-CA)(1)}, \varphi_{U(CA-AB)(1)}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 0,1^\circ (\Delta)$
Угол фазового сдвига между током и напряжением основной гармоники $\varphi_{UIA(1)}, \varphi_{UIB(1)}, \varphi_{UIC(1)}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 0,1^\circ (\Delta)$ при $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 0,5^\circ (\Delta)$ при $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$
Угол фазового сдвига между фазным током и напряжением гармонической составляющей порядка n ($n = 2 \dots 50$), $\varphi_{UIA(n)}, \varphi_{UIB(n)}, \varphi_{UIC(n)}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 3^\circ (\Delta)$ при $0,5 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $K_{I(n)} \geq 5\%, K_{U(n)} \geq 5\%$ $\pm 5^\circ (\Delta)$ при $0,5 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $1\% \leq K_{I(n)} < 5\%$ $1\% \leq K_{U(n)} < 5\%$ $\pm 5^\circ (\Delta)$ при $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $K_{I(n)} \geq 5\%, K_{U(n)} \geq 5\%$
Угол фазового сдвига между фазными токами основной гармоники $\varphi_{IAB(1)}, \varphi_{IBC(1)}, \varphi_{ICA(1)}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 0,3^\circ (\Delta)$ при $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 1^\circ (\Delta)$ при $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$
Угол фазового сдвига между током и напряжением прямой последовательности $\varphi_{U111}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 0,5^\circ (\Delta)$ при $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ $\pm 5^\circ (\Delta)$ при $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$
Угол фазового сдвига между током и напряжением нулевой, обратной последовательностей $\varphi_{U010}, \varphi_{U212}, \dots^\circ$	от -180 до +180	$\pm 3^\circ (\Delta)$

Таблица 9 – Метрологические характеристики при измерении параметров переменного тока по классу S (по ГОСТ 30804.4.30-2013) с помощью модуля М6.4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Частота переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	-
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока U_A, U_B, U_C , В	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ²⁾	$\pm 0,5$ % (γ)	0,04
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФНОМ}}$ до $3,0 \cdot U_{\text{МФНОМ}}$ ³⁾	$\pm 0,5$ % (γ)	0,04
Среднеквадратическое значение силы переменного тока I_A, I_B, I_C , А	от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,2$ % (γ)	0,02
Активная трехфазная электрическая мощность P_A, P_B, P_C, P , Вт	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ²⁾ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ % (γ)	0,04
Реактивная трехфазная электрическая мощность Q_A, Q_B, Q_C, Q , вар	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ²⁾ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,25 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ % (γ)	0,04
Полная трехфазная электрическая мощность S_A, S_B, S_C, S , В·А	от $0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ²⁾ от $0,01 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5$ % (γ)	0,04
Коэффициент мощности трехфазный $\cos \varphi_A, \cos \varphi_B, \cos \varphi_C$	от -1,0 до +1,0	$\pm 0,01$ (Δ)	-
¹⁾ Применим термин «пределы допускаемой основной погрешности измерений» – при нормировании среднего температурного коэффициента для конкретной метрологической характеристики. ²⁾ Для $U_{\text{НОМ}} = 57,7$ В. ³⁾ Для $U_{\text{МФНОМ}} = 100$ В.			

Таблица 10 – Метрологические характеристики при измерении параметров переменного тока по классу S (по ГОСТ 30804.4.30) с помощью модуля М7.4

Наименование характеристики	Диапазон измерений	Пределы допускаемой: абсолютной (Δ); относительной (δ); приведенной к диапазону измерений (γ) погрешности измерений ¹⁾	Средний температурный коэффициент, %/°C
Частота переменного тока f , Гц ²⁾	от 42,5 до 57,5	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	-
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока U_A, U_B, U_C , В	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{ном}}$ ³⁾	$\pm 0,5$ % (δ)	0,01
Среднеквадратическое значение междуфазного напряжения переменного тока U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} , В	от $0,05 \cdot U_{\text{МФном}}$ до $3,0 \cdot U_{\text{МФном}}$ ⁴⁾	$\pm 0,5$ % (δ)	0,01
Среднеквадратические значения силы переменного тока измерительных каналов I_1, I_2, I_3 , А ²⁾	от $0,075 \cdot I_6$ до $10 \cdot I_6$	$\pm 0,5$ % (δ)	0,01
Активная фазная и трехфазная электрическая мощность P_A, P_B, P_C, P , Вт ²⁾	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{ном}}$ ³⁾ от $0,075 \cdot I_6$ до $10 \cdot I_6$ $0,25 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ % (γ)	0,02
Реактивная фазная и трехфазная электрическая мощность Q_A, Q_B, Q_C, Q , вар ²⁾	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{ном}}$ ³⁾ от $0,075 \cdot I_6$ до $10 \cdot I_6$ $0,25 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ % (γ)	0,02
Полная фазная и трехфазная электрическая мощность S_A, S_B, S_C, S , В·А ²⁾	от $0,05 \cdot U_{\text{ном}}$ до $5,2 \cdot U_{\text{ном}}$ ³⁾ от $0,075 \cdot I_6$ до $10 \cdot I_6$	$\pm 0,5$ % (γ)	0,02
Угол фазового сдвига между током и напряжением основной гармоники $\varphi_{UIA(1)}, \varphi_{UIB(1)}, \varphi_{UIC(1)}$, ° ²⁾	от -180 до +180	$\pm 0,2$ ° (Δ)	-
Коэффициент мощности фазный $\cos \varphi_A, \cos \varphi_B, \cos \varphi_C$ ²⁾	от -1,0 до +1,0	$\pm 0,01$ (Δ)	-
¹⁾ Применим термин «пределы допускаемой основной погрешности измерений» – при нормировании среднего температурного коэффициента для конкретной метрологической характеристики. ²⁾ Метрологические характеристики модуля М7.4 определяют с использованием датчиков тока (катушек Роговского), поставляемых в комплекте с контроллером. ³⁾ Для $U_{\text{ном}} = 57,7$ В. ⁴⁾ Для $U_{\text{МФном}} = 100$ В.			

Таблица 11 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления с симметричными нагрузками для контроллера класса точности 0,2S (функция M)

Значение силы переменного тока, А*	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
$0,01 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном/б}}$	1,0	$\pm 0,4$
$0,05 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,2$
$0,02 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном/б}}$	0,5 (инд.)	$\pm 0,5$
$0,10 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,8 (емк.)	$\pm 0,3$
$0,10 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25 (инд.) 0,5 (емк.)	$\pm 0,5$
Примечание - * - здесь и далее, номинальное значение силы переменного тока ($I_{\text{ном}}$) применяется для контроллеров, включаемых через трансформатор, базовый ток (I_6) применяется для контроллеров с непосредственным включением		

Таблица 12 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для однофазной нагрузки при симметрии многофазных напряжений для контроллера класса точности 0,2S (функция M)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
$0,05 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,3$
$0,10 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.)	$\pm 0,4$

Таблица 13 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления с симметричными нагрузками для контроллера класса точности 0,5 (функция M)

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
для контроллеров с непосредственным включением	для контроллеров, включаемых через трансформатор		
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,1 \cdot I_6$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1	$\pm 0,8$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,5$
$0,1 \cdot I_6 \leq I < 0,2 \cdot I_6$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5	$\pm 0,8$
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,5$
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25	$\pm 0,8$

Таблица 14 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для однофазной нагрузки при симметрии многофазных напряжений для контроллера класса точности 0,5 (функция M)

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений, %
для контроллеров с непосредственным включением	для контроллеров, включаемых через трансформатор		
$0,1 \cdot I_6 \leq I < I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,8$
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд./емк.)	

Таблица 15 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллера класса точности 0,2S при изменении напряжения питания (функция М)

Напряжение питания, В	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,1$
от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.)	$\pm 0,2$

Таблица 16 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллера класса точности 0,2S при изменении частоты питания (функция М)

Частота питания, Гц	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
от 47,5 до 52,5	$0,05 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,1$
от 47,5 до 52,5	$0,10 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.)	

Таблица 17 – Средний температурный коэффициент измерений активной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллера класса точности 0,2S (функция М)

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средний температурный коэффициент, %/°C
$0,05 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,01
$0,10 \cdot I_{\text{ном/б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.)	0,02

Таблица 18 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллера класса точности 0,5 при изменении напряжения питания (функция М)

Напряжение питания, В	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А		Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
	для контроллеров с непосредственным включением	для контроллеров, включаемых через трансформатор		
от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$	$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,3$
от $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$	$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд./емк.)	$\pm 0,5$

Таблица 19 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллера класса точности 0,5 при изменении частоты питания (функция М)

Частота питания, Гц	Значение силы переменного тока при симметричной нагрузке, А		Коэффициент $\sin\phi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений, %
	для контроллеров с непосредственным включением	для контроллеров, включаемых через трансформатор		
от 47,5 до 52,5	$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,8$
от 47,5 до 52,5	$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.)	

Таблица 20 – Средний температурный коэффициент измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направления для контроллера класса точности 0,5 (функция М)

Значение силы переменного тока, А		Коэффициент $\sin\phi$	Средний температурный коэффициент, %/°C
для контроллеров с непосредственным включением	для контроллеров, включаемых через трансформатор		
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,03
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд./емк.)	0,05

Таблица 21 – Общие технические характеристики контроллеров

Наименование характеристики	Значение
Параметры сети питания ¹⁾ : – напряжение переменного тока при частоте от 47 до 63 Гц, В – напряжение постоянного тока, В	от 85 до 265 от 120 до 375, от 18 до 36
Потребляемая сила электрического тока, А, не более	5,2
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP20
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более: – для исполнения ARIS-2203 – для исполнения ARIS-2205 – для исполнений ARIS-2208 – для исполнения ARIS-2214	140×177×147 201×177×147 293×177×147 477×177×147
Масса, кг, не более: – для исполнения ARIS-2203 – для исполнения ARIS-2205 (со встроенным ИЧМ) – для исполнений ARIS-2208 (со встроенным ИЧМ) – для исполнения ARIS-2214 (со встроенным ИЧМ)	3,5 4,0 (4,9) 5,0 (6,5) 7,5 (9,0)
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа – высота над уровнем моря, м, не более	от +15 до +35 80 от 84,0 до 106,7 1000
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – допустимая относительная влажность воздуха при эксплуатации при температуре +25 °C, %, не более – атмосферное давление, кПа – высота над уровнем моря, м, не более	от –40 до +55 100 от 66,0 до 106,7 3000
Среднее время наработки на отказ, ч	130000

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20
¹⁾ Параметры сети питания определяются используемым модулем источника питания.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и формуляра и на боковую панель контроллеров в виде наклейки любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 22 – Комплектность контроллеров

Наименование	Обозначение	Количество (шт./экз.)
Контроллер электрического присоединения ARIS-22xx	ПБКМ.424359.019	1
Источник питания 220/24 В	STEP PS/1AC/24DC/2.5 или аналоги	1 или 2 ¹⁾
Помехозащищенный фильтр	PF24 100 W	1 или 2 ²⁾
Помехозащищенный фильтр	PF220 100 W	1 или 2 ^{2) 3)}
Документация на CD-диске в составе:		
Ведомость эксплуатационных документов	ПБКМ.424359.019 ВЭ	1 ⁴⁾
Руководство по эксплуатации	ПБКМ.424359.019 РЭ	1 ⁴⁾
Методика поверки	-	1 ^{4) 5)}
Руководство оператора	ПБКМ.424359.019 ИС.01	1 ^{4) 5)}
Копия сертификата об утверждении типа СИ	-	1 ^{4) 5)}
Копия описания типа	-	1 ^{4) 5)}
Формуляр	ПБКМ.424359.019 ФО	1
Антенна ГНСС	Trimble Bullet 57861–00 2J 2J9001 или аналоги	1 ⁶⁾
Антенный кабель (для антенны ГНСС), 30 м	-	1 или 2 ⁶⁾
Антенна мобильной связи	BY–LTE–06–02 или аналоги	2 ⁷⁾
Антенный кабель (для антенны мобильной связи), не менее 3 м	-	1 или 2 ⁷⁾
¹⁾ Источники питания поставляются при исполнении на 24 В, в зависимости от количества установленных модулей питания. ²⁾ При заказе контроллера с одним или двумя вводами питания. ³⁾ При заказе контроллера исполнения ARIS-2214. ⁴⁾ На партию контроллеров поставляется один CD-диск. ⁵⁾ Поставляется по требованию Заказчика. ⁶⁾ Антенна и антенный кабель поставляются при заказе процессорного модуля с ГНСС ⁷⁾ Антенна и антенный кабель поставляются при заказе процессорного модуля с мобильной связью.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.13 ПБКМ.424359.019 РЭ «Контроллеры электрического присоединения ARIS-22xx. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;
ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2882 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений угла фазового сдвига между двумя электрическими напряжениями в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-2}$ до $2 \cdot 10^7$ Гц»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;
ПБКМ.424359.019 ТУ «Контроллеры электрического присоединения ARIS-22xx. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)
ИНН 6660149600
Адрес юридического лица: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194а

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)
ИНН 6660149600
Адрес юридического лица: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194а
Адрес места осуществления деятельности: 620085, г. Екатеринбург, ул. Дорожная, д. 37

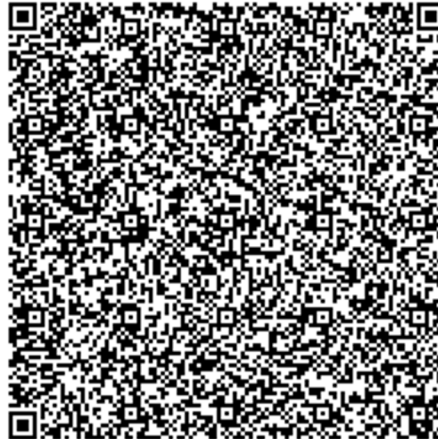
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

ИНН 9724050186

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, 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 электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя контроллер многофункциональный ARIS MT200 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД (или АРМ) ежедневно формирует и отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1019.01) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нерюнгринская ГРЭС, ТГ №1 вывода генератора 15,75 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,8 ± 4,0
2	Нерюнгринская ГРЭС, ТГ №2 вывода генератора 15,75 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,8 ± 4,0
3	Нерюнгринская ГРЭС, ТГ №3 вывода генератора 15,75 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S Ктт 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 Ктн 15750:√3/100:√3 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,8 ± 4,0
4	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.9, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-Тында с отпайкой на ПС НПС-19	ТБМО-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.7, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19	ТБМО-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт 300/1 Рег. № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
6	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.3, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-НПС-18 №1	ТВ-220 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,9 ± 2,3	± 2,7 ± 5,2
7	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.5, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС-НПС-18 №2	SB 0,8 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 20951-08	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
8	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч.2, ОМВ-220 кВ	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,7 ± 3,9
9	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	ТВ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 3,3 ± 5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ Нерюнгринская ГРЭС- Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	ТВ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 3,3 ± 5,9
11	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Фабрика I цепь с отпайками	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05 ТВ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
12	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Фабрика II цепь с отпайками	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
13	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.16, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС - СХК II цепь с отпайкой на ПС Серебрянный бор	ТВ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 3,3 ± 5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС- СХК I цепь с отпайкой на ПС Серебрянный бор	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05 ТВ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 1000/5 Рег. № 19720-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
15	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ НГРЭС-ВГК	ТВИ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 30559-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
16	Нерюнгринская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ОВ 110 кВ	ТВ-ТМ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 61552-15	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 4,0 ± 6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания:								
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).								
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.								
3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 16 от -40 до +60 °С. Для ИК №№ 11,14 значения погрешности указаны для комбинации средств измерений с наименьшими показателями точности измерения (ТТ кл.т. 0,5S, ТН кл.т. 0,2, счетчик кл.т. 0,5S/1,0)								
4 Кл. т. – класс точности, Кгт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Кгтн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.								
5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.								
6 Допускается замена УСПД на аналогичное утвержденного типа.								
7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения использования ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).								
8 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.								
9 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 1 88000 24
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 30 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	9
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТВ-220	6
Трансформаторы тока	ТВ-110	13
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВИ-110	8
Трансформаторы тока	ТВ-ТМ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	8
Контроллер многофункциональный (со встроенным УСВ)	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1019.01 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Нерюнгринская ГРЭС» филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

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».

Правообладатель

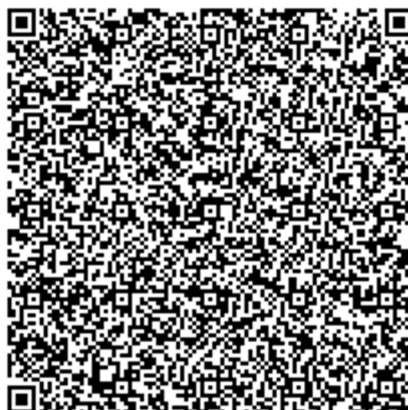
Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания»
(АО «ДГК»)
ИНН 1434031363
Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

Изготовитель

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

Испытательный центр

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87143-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система контроля и регистрации СКР

Назначение средства измерений

Система контроля и регистрации СКР (далее по тексту – СКР) предназначена для измерения, обработки и преобразования выходных сигналов:

- трехкомпонентных датчиков линейных ускорений (акселерометров) в виде напряжения переменного тока;
- датчиков температуры и относительной влажности в виде силы постоянного тока (датчиков климатических параметров);
- датчиков статического давления в виде силы постоянного тока (датчиков климатических параметров)

с привязкой к географическим координатам и скорости движения по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Описание средства измерений

СКР обеспечивает измерение параметров виброускорений, абсолютного давления окружающей среды и температуры окружающей среды.

Принцип действия СКР основан на преобразовании аналоговых электрических сигналов, поступающих с акселерометров и датчиков климатических параметров (относительной влажности и температуры, статического давления) в цифровой сигнал в модуле цифровой обработки сигнала, включающий модуль регистрации (МР) и модуль обработки (МО), за определенный интервал времени с последующей записью на внешнюю флеш-память.

СКР состоит из:

- регистратора условий транспортирования (РУТ) СДАИ.411619.178 (РУТ);
- изделия «Урал-12» (ПЭВМ);
- аппаратуры спутниковой навигации 14Ц821С (АСН), состоящей из глонасс-приемника и активной антенны;
- устройства документирования УД-М111 (принтера);
- специализированного программного обеспечения (ПО);
- комплекта ответных частей соединителей.

РУТ предназначен для непрерывного усиления, нормализации электрических сигналов от датчиков линейных ускорений и датчиков климатических параметров, преобразования их в цифровую форму с последующей записью на флеш-накопитель. в соответствии с данными конфигурации записываемых с внешней флеш-памяти.

РУТ содержит следующие функциональные узлы:

- модули преобразования аналогового сигнала, поступающего от акселерометров (А1...А42);

- модули преобразования аналогового сигнала от датчиков климатических параметров (B1...B4);

- модуль цифровой обработки сигналов.

Модули преобразования аналогового сигнала представляют собой каскад усилителей У1 и У2, которые предназначены для регулирования чувствительности сигнала, идущего от акселерометров и датчиков климатических параметров (относительной влажности и температуры, статического давления), пропорционально измеряемой величине линейных ускорений, относительной влажности и температуры, и давления, а также компенсации начального смещения.

Модуль цифровой обработки включает модуль регистрации (МР) и модуль обработки (МО). Регистрируемые МР измерительная информация пересылается на МО, где из них формируются входные пакеты. При наличии ударов на обрабатываемом интервале сохраняются все первичные данные, в противном случае – производится расчет характеристик процессов. Одновременно с этим происходит формирование нового пакета данных. После обработки серии пакетов МО формирует выходной пакет с итоговыми результатами за обрабатываемый интервал.

Выходной пакет содержит результаты обработки и информацию о параметрах условий транспортирования за обрабатываемый интервал.

Выходные пакеты пересылаются МР и сохраняются на flash-накопитель.

ПЭВМ предназначена для регистрации, контроля и хранения измеряемых параметров, их отображения и визуализации, предварительного конфигурирования РУТ перед началом работы.

Конфигурирование СКР осуществляется с помощью специального файла конфигурирования, записанного на флэш-накопитель.

АСН предназначена для определения географических координат и скорости движения от глонасс-приемника по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

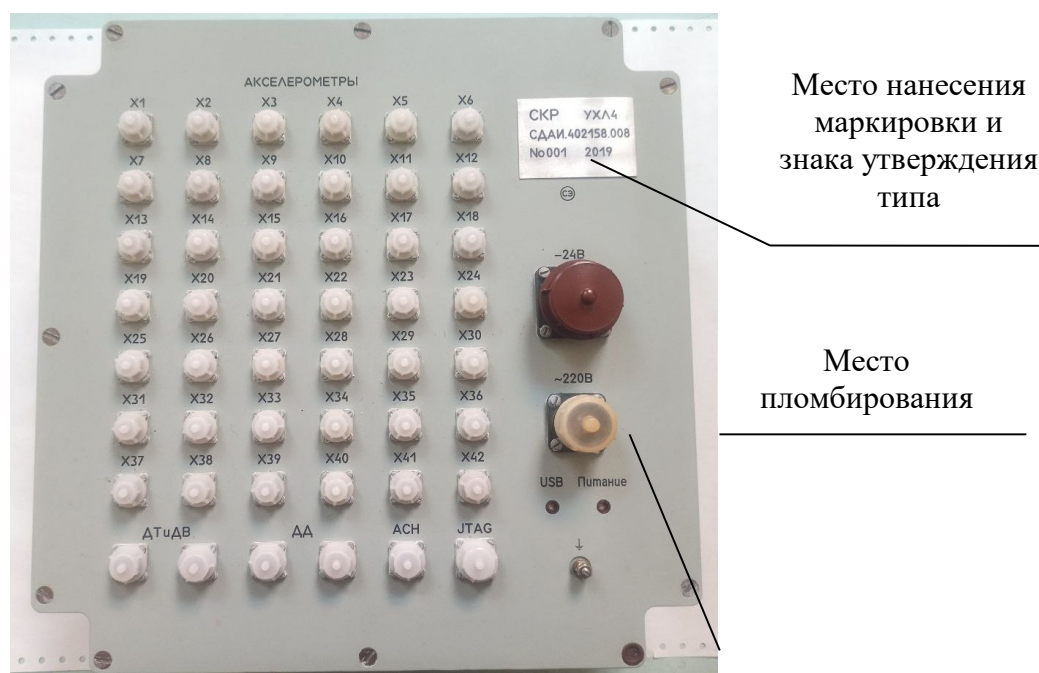
Принтер предназначен для печати буквенно-цифровой и графической информации в текстовом и графическом режимах.

Общий вид составных частей СКР представлен на рисунке 1.

Маркировка индекса системы, заводского номера (№ 001), варианта климатического обозначения и категории размещения, года выпуска выполняется способом буквенно-цифрового нанесения на металлическую табличку методом гравирования.

Для предотвращения несанкционированного доступа корпус с крышкой РУТ опломбирован с оттиском печати по ОСТ 92-8918-77 (рисунок 1).

Нанесение знака поверки на СКР не предусмотрено.



а) Общий вид РУТ



б) Общий вид ПЭВМ

Рисунок 1 – Общий вид составных частей СКР

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СКР предназначено для регистрации, обработки, визуализации и хранения измерительной информации, принятой от РУТ.

Установка ПО производится в заводских условиях при изготовлении. В процессе эксплуатации не предусматривается какое-либо воздействие на ПО: установка или изменение ПО, настройка параметров. В ПО отсутствуют программно-аппаратные интерфейсы связи, влияющие на метрологически значимую составляющую ПО. Конструкция СКР исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СКР и измерительную информацию.

Защита ПО и измерительной информации от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует высокому уровню защиты по Р 50.2.077-2014.

ПО задействуется через пользовательский пароль, предназначенный для ограничения доступа к получению информации по параметрам условия транспортирования, настройкам и другим функциям.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	СКР
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	783.00538-01
Цифровой идентификатор программного обеспечения	-
Контрольная сумма	498405332622b69fc4c928cffa5ae70a (алгоритм MD5)

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 2.

Таблица 2

Диапазон измерения напряжения переменного тока, В	от - 5 до + 5
Пределы допускаемого значения основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерения напряжения переменного тока, %	± 10
Диапазон измерения силы тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемого значения основной приведенной к диапазону измерений погрешности измерения постоянного тока, %	± 10

Технические характеристики системы контроля и регистрации условий СКР представлены в таблице 3.

Таблица 3

Рабочий диапазон частот напряжения переменного тока, Гц	от 0 до 50
Количество каналов измерения напряжения переменного тока, шт.	42
Количество каналов измерения силы постоянного тока, шт.	4
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от - 50 до + 50
Напряжение питания СКР, В: - от сети постоянного тока - от сети переменного тока с частотой 50 Гц	от 22 до 27 от 198 до 231

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации офсетным способом и на корпус РУТ методом гравирования.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система контроля и регистрации СКР	СДАИ.402158.008	1 шт.
Эксплуатационная документация общая: - СДАИ.402158.008ВЭ Ведомость эксплуатационных документов; - СДАИ.402158.008Э5 Схема электрическая подключения; - СДАИ.402158.008РЭ Руководство по эксплуатации; - СДАИ.402158.008ФО Формуляр; - СДАИ.402158.008ЗИ Ведомость ЗИП; - 783.00538-01 34 Руководство оператора.	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа СДАИ.402158.008РЭ «Система контроля и регистрации СКР. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе контроля и регистрации СКР

Система контроля и регистрации СКР. Технические условия СДАИ.402158.008ТУ;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;
Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 сентября 2021 г. № 1942 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц».

Правообладатель

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений»
(АО «НИИФИ»)
ИНН 5836636246
Адрес: 440026, Пензенская область, г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10
Телефон (факс): (8412) 56-55-63, 55-14-99
E-mail: info@niifi.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений»
(АО «НИИФИ»)
ИНН 5836636246
Юридический адрес: 440026, Пензенская область, г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10.
Адрес места осуществления деятельности: 440026, Пензенская область, г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10.
Телефон: (8412) 56-55-63
Факс: (8412) 55-14-99
e-mail: info@niifi.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Научно-исследовательский институт физических измерений»
(АО «НИИФИ»)

ИНН 5836636246

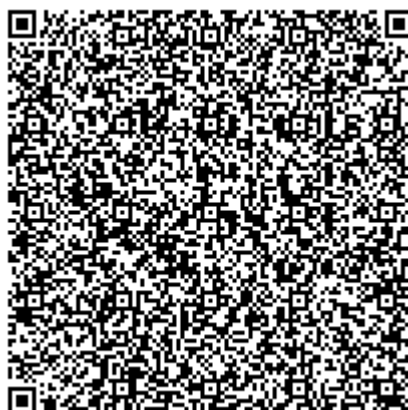
Юридический адрес: 440026, Пензенская область, г. Пенза, ул. Володарского, д. 8/10.

Адрес места осуществления деятельности: 440026, Пензенская область, г. Пенза,
ул. Володарского, д. 8/10.

Телефон: (8412) 56-26-93,

Факс: (8412) 55-14-99.

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30146-14.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87144-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные ПРИЗМА-МФР

Назначение средства измерений

Установки измерительные ПРИЗМА-МФР (далее – установки) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

Описание средства измерений

В установках используется бессепарационный прямой метод динамических измерений с помощью расходомеров многофазных, входящих в состав установок.

Установка состоит из блока технологического (далее – БТ). В случае необходимости вторичная аппаратура может размещаться в отдельном модульном блоке аппаратурном (далее – БА). В состав БТ могут входить: входной и выходной трубопроводы; переключатель скважин многоходовый (далее – ПСМ) с приводом; байпасная линия ПСМ; расходомер многофазный; преобразователи давления и температуры; манометры и термометры для местной индикации давления и температуры; ручной пробоотборник; запорно-регулирующая арматура; узел подключения поверочной установки.

Система обработки информации включает в себя вычислительный компьютер (далее – ИВК) расходомера многофазного и программируемый логический контроллер (далее – ПЛК). ИВК расходомера многофазного осуществляет измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, нефтегазоводяной смеси без учета воды и попутного нефтяного газа, а также для непрерывных автоматизированных измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

ПЛК осуществляет автоматическое поддержание температуры в БТ и БА; местное управление оборудованием установки; автоматическое последовательное переключение скважин; управление запорно-регулирующей арматурой и т.д.

В состав установки могут входить:

- расходомеры многофазные Vx, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег.) № 42779-09;
- расходомеры многофазные Vx 88, рег. № 48745-11;
- расходомеры многофазные Vx Spectra, рег. № 60560-15;
- расходомеры многофазные Урал-МР, рег. № 83269-21;
- расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600, рег. № 60272-15.

Заводской номер установки указывается в паспорте установки типографским способом и на маркировочной табличке методом лазерной маркировки или аппликации. Формат нанесения заводского номера – числовой. Маркировочная табличка закрепляется на наружной поверхности установки.

Пломбирование установки не предусмотрено. На рисунке 1 приведена фотография маркировочной таблички установки. На рисунке 2 приведены фотографии внешнего вида установки.



Рисунок 1 - Фотография маркировочной таблички установки.



Рисунок 2 – Фотографии внешнего вида установки

Вариант исполнения установки выбирается на этапе анализа условий измерений в зависимости от ожидаемых величин расхода и свойств нефтегазоводяной смеси, а также выходных параметров установки.

Структура условных обозначений установки ПРИЗМА-МФР Х-Х-Х-Х-Х-Х-Х-Х:

1 2 3 4 5 6 7 8 9

- 1 – Обозначение типа (ПРИЗМА-МФР);
- 2 - Номинальное давление (PN), кгс/см²;
- 3 - Количество подключаемых скважин (N), шт.;
- 4 - Максимальный дебит жидкости по скважине (Q), м³/сут.;
- 5 - Расположение входных трубопроводов установки от скважин 1-2-х стороннее (1, 2);
- 6 - Наличие антикоррозионной защиты (K1, K2, K3, K4);
- 7 - Климатическое исполнение по ГОСТ 15150 (УХЛ1, ХЛ1, У1);
- 8 - Наличие блока контроля и управления (А);
- 9 - Сейсмичность района размещения оборудования (С0).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) установок реализовано в расходомере многофазном, входящем в состав установки, и обеспечивает реализацию функций установок. Метрологические характеристики установок нормированы с учетом влияния ПО.

Наименования ПО и идентификационные данные ПО в зависимости от применяемого расходомера многофазного приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО установок

Идентификационные данные (признаки)		Значение	
Расходомер многофазный Vx 88			
Идентификационное наименование ПО		Vx Service Manager	ПО DAFC
Номер версии (идентификационный номер)		3.06 и более поздние	1.4 и более поздние
Цифровой идентификатор ПО		для slb.vxadvisor.interfaces.dll be4e7d8e136eb4be649dd5 blfe7a99ea	для slb.vxadvisor.engine.dll 4dd9f05c6e1894b07ec 322f3f205e516
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО		MD-5 (RFC-1321)	MD-5 (RFC-1321)
Расходомер многофазный Vx Spectra			
Идентификационное наименование ПО		DAFC МК4	
Номер версии (идентификационный номер)		Не ниже 4.5	
Цифровой идентификатор ПО		Не применяется	
Расходомер многофазный Урал-МР			
Идентификационное наименование ПО		Libflow	
Номер версии (идентификационный номер)		не ниже 1.1	
Цифровой идентификатор ПО		B543	
Другие идентификационные данные		CRC-16	
Расходомер многофазный Roxar MPFM 2600			
Идентификационное наименование ПО		Sensor software	

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 2.05.01
Цифровой идентификатор ПО	не применяется

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3.

Т а б л и ц а 2 - Метрологические характеристики установок при применении различных модификаций расходомеров многофазных

Наименование характеристики		Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси *, т/ч		от 0,042 до 662,4
Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях в составе нефтегазоводяной смеси *, м ³ /ч		от 0,42 до 2950
Расходомеры многофазные Vx Spectra		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти (жидкости в составе многофазного потока), %		± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, в составе многофазного потока, %		± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды и попутного нефтяного газа, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 80 % - от 80 до 95 % - свыше 95 %	± 6,0 ± 15,0 не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода газожидкостной смеси, %		± 1,0
Пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %, в диапазоне содержания объемной доли газа от 0 до 100 %		± 1,0
Расходомеры многофазные Vx		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %		± 2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %		± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - от 95 до 98 %	± 6,0 ± 15,0 в соответствии с методикой измерений

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики		Значение
Расходомеры многофазные Vx88		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти, %		$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода нефтяного газа в стандартных условиях, %		$\pm 5,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода сырой нефти без учета воды, %	при содержании объемной доли воды в сырой нефти: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$
Расходомеры многофазные Урал-МР		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %		$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, %		$\pm 5,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости, %	при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ по методике измерений
Расходомеры многофазные Roxar MPFM 2600		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода жидкости в составе нефтегазоводяной смеси, %		$\pm 2,5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %		$\pm 5,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, %	при содержании объемной доли воды в скважинной жидкости: - от 0 до 70 % - от 70 до 95 % - свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ не нормируется
* - действительный диапазон измерений расхода жидкости и газа зависит от исполнения установки и от типа расходомера многофазного		

Таблица 3 – Основные технические характеристики установки

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефтегазоводяная смесь
Объемное содержание воды в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 100
Объемное содержание свободного нефтяного газа в нефтегазоводяной смеси, %	от 0 до 100

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон давления измеряемой среды, МПа, не более	34,5*
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -46 до +150*
Содержание сероводорода, объемная доля, %, не более	2*
Содержание парафина, объемная доля, %, не более	7*
Содержание механических примесей, мг/л, не более	2000*
Параметры электрического питания*: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1
Потребляемая мощность, Вт, не менее	30
Габаритные размеры Д*Ш*В, м, не менее	3,0*1,6*3,2*
Масса, кг, не менее	2000*
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от -45 до +45 100
Средний срок службы, лет, не менее	20
Режим работы	непрерывный
* – конкретное значение указано в паспорте установки	

Знак утверждения типа

наносится на металлические таблички, укрепленные на корпусе установок, методом лазерной маркировки или аппликацией, а также типографским или иным способом на титульных листах руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность установок приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Кол-во	Примечание
Установка измерительная ПРИЗМА-МФР	1 экз.	В соответствии с заказом
Комплект эксплуатационных документов: - руководство по эксплуатации «Установка измерительная ПРИЗМА-МФР»;	1 экз.	206/21/1-01-РЭ
- паспорт «Установка измерительная «ПРИЗМА-МФР»	1 экз.	206/21/1-01-ПС1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса жидкости и объем газа в составе газожидкостной смеси. Методика измерений с применением установок измерительных «ПРИЗМА-МФР». Свидетельство об аттестации № 01.00257 – 2013/3409-22 от 20.04.2022 г.

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»;
ПНСТ 360-2019 Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
ГОСТ Р 8.1004-2021 ГСИ. Системы измерений количества и параметров нефти и нефтегазоводяной смеси и измерительные установки. Метрологические требования;
ГОСТ 8.637- 2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков;
ТУ 28.99.39.190-016-40947531-2022 Установки измерительные ПРИЗМА-МФР. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН 6330013048
Юридический адрес: 443013, Самарская область, город Самара, ул. Киевская, д. 5А

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН 6330013048
Юридический адрес: 443013, Самарская область, город Самара, ул. Киевская, д. 5А
Адреса деятельности: РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 48-В, строение 1;
РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 48-В, строение 2;
РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 46, строение 1;
РФ, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, уч. 46, строение 2
Телефон/факс: (846) 247-89-19, (846) 247-89-29, (846) 247-89-00
E-mail: ma@ma-samara.ru

Испытательный центр

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

ИНН 1660007420

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

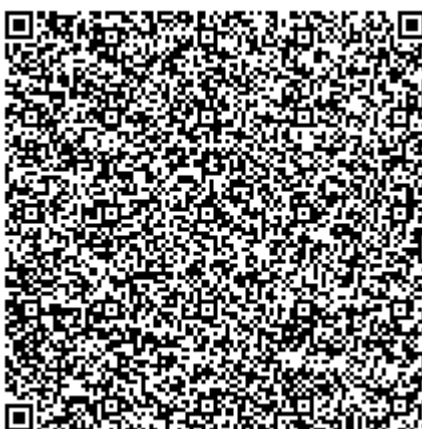
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

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 «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87145-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Богдановская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Богдановская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений массу нефтегазоводяной смеси измеряют с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260», и результат измерений получают непосредственно. Выходные электрические сигналы счетчика-расходомера массового кориолисового поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), который преобразует их в массу нефтегазоводяной смеси.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), в состав которого входит одна рабочая измерительная линия (далее – ИЛ 1) и одна контрольно-резервная измерительная линия (далее – ИЛ 2), блока измерений показателей качества (далее – БИК), блока фильтров, системы сбора и обработки информации (далее – СОИ). Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

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

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260»	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	77657-20
Преобразователь давления измерительный АИР-10, мод. АИР-10L	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	31654-19
Термопреобразователь сопротивления ТПС, мод. 106	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	71718-18
Расходомер-счетчик жидкости «РВШ-ТА»	1 (БИК)	78390-20
Влагомер сырой нефти ВСН-2	1 (БИК)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов АБАК+	1(СОИ)	52866-13

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

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

Зав. № СИКНС 14432-3.

Программное обеспечение

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

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места «Генератор отчетов АБАК REPORTER» (далее – АРМ оператора). ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение							
	ИВК							АРМ оператора
1	2							3
Идентификационное наименование ПО	Aba k.bex	ngas201 5.bex	mivisc. bex	mi354 8.bex	ttriso.be x	AbakC2 .bex	LNGmr 273.bex	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0							1.42.96.707
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069 0913 40	3133109 068	3354585 224	23335 58944	1686257 056	2555287 759	3623190 64	ef9f814ff4180 d55bd94d0deb d230d76

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
1	2	3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 20 до 240
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируются в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Богдановская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43392)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$(380 \pm 38) / (220 \pm 22)$ 50 ± 1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	нефтегазоводяная смесь от 0,5 до 4,0 от 0 до +50 от 0 до 30

Продолжение таблицы 4

- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 800 до 900
- объемная доля воды, %	от 0 до 95
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 100 до 3 000
- массовая доля механических примесей, %	от 0,002 до 0,04
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	от 1 до 20
- содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Богдановская» АО «Самаранефтегаз».	-	1
Технологическая инструкция СИКНС	-	1
Формуляр на СИКНС	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Богдановская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43392).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

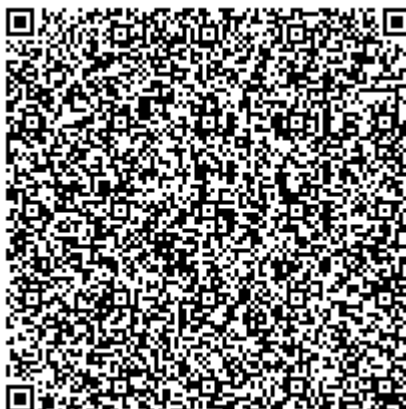
Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

ИНН 7708119944

Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3 стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Лист № 1
Всего листов 5

Регистрационный № 87146-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Тверская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Тверская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений массу нефтегазоводяной смеси измеряют с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260», и результат измерений получают непосредственно. Выходные электрические сигналы счетчика-расходомера массового кориолисового поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК), который преобразует их в массу нефтегазоводяной смеси.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), в состав которого входит одна рабочая измерительная линия (далее – ИЛ 1) и одна контрольно-резервная измерительная линия (далее – ИЛ 2), блока измерений показателей качества (далее – БИК), блока фильтров и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты, приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
1	2	3
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260»	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	77657-20
Преобразователь давления измерительный АИР-10, мод. АИР-10L	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	31654-19
Термопреобразователь сопротивления ТПС, мод. 106	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	71718-18
Расходомер-счетчик жидкости «РВШ-ТА»	1 (БИК)	78390-20
Влагомер сырой нефти ВСН-2	1 (БИК)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л»)	1(СОИ)	76279-19

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

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

Зав. № СИКНС 419648.

Программное обеспечение

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

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места оператора «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора). ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
1	2	3
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	ПЕТРОЛСОФТ(С)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	E4430874	081AC2158C73492AD0925DB1035A0E71
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 20 до 240
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируются в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Тверская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43416)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$(380 \pm 38) / (220 \pm 22)$ 50 $\pm$ 1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	нефтегазоводяная смесь от 0,5 до 4,0 от 0 до +50 от 0 до 12 от 800 до 870 от 0 до 95 от 0 до 3 000 от 0,001 до 0,030 от 1 до 20 не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Тверская» АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКНС	П4-04 ТИ-009 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКНС	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Тверская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43416).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

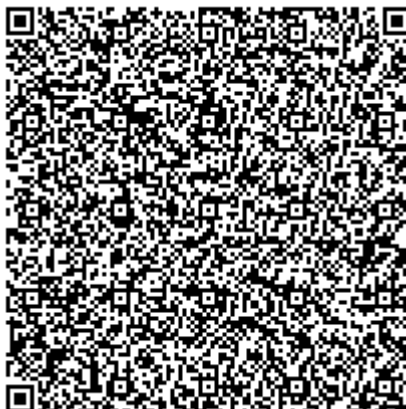
Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

ИНН 7708119944

Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3 стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Регистрационный № 87147-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС Маланинская АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС Маланинская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений массу нефтегазоводяной смеси измеряют с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260», и результат измерений получают непосредственно. Выходные электрические сигналы счетчика-расходомера массового кориолисового поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРUS-L») (далее – ИВК), который преобразует их в массу нефтегазоводяной смеси.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), в состав которого входит одна рабочая измерительная линия (далее – ИЛ 1) и одна контрольно-резервная измерительная линия (далее – ИЛ 2), блока измерений показателей качества (далее – БИК), блока фильтров и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260»	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	77657-20
Преобразователь давления измерительный АИР-10, мод. АИР-10L	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	31654-19
Термопреобразователь сопротивления ТПС, мод. 106	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	71718-18
Расходомер-счетчик жидкости «РВШ-ТА»	1 (БИК)	78390-20
Влагомер сырой нефти ВСН-2	1 (БИК)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-L»)	1(СОИ)	76279-19

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

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

Зав. № СИКНС 203465.

Программное обеспечение

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

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места оператора «ПЕТРОЛСОФТ(С)» (далее – АРМ оператора). ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	ПЕТРОЛСОФТ(С)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.000	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	E4430874	081AC2158C73492AD0925DB1035A0E71
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 5 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируются в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Маланинская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43408)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$(380 \pm 38) / (220 \pm 22)$ 50 ± 1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С - кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с - плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ - объемная доля воды, %, - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ - массовая доля механических примесей, % - содержание растворенного газа, м ³ /м ³ - содержание свободного газа	нефтегазоводяная смесь от 0,5 до 4,0 от 0 до +50 от 1 до 10 от 800 до 886 от 0 до 95 от 0 до 3 000 от 0,0045 до 0,0500 от 0 до 20 не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Маланинская» АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКНС	П1-01.05 ТИ-056 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКНС	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ДНС «Маланинская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2022.43408).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

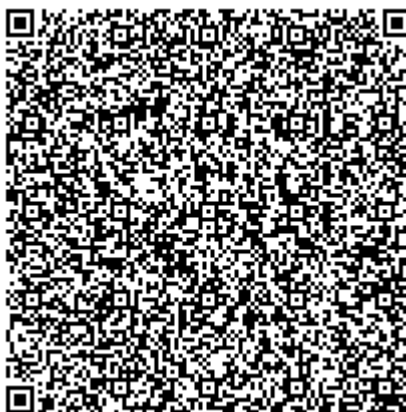
Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

ИНН 7708119944

Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3 стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «20» октября 2022 г. № 2650

Лист № 1
Всего листов 5

Регистрационный № 87148-22

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Гражданская» АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Гражданская» АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКНС) предназначена для автоматизированного измерения массового расхода и массы нефтегазоводяной смеси, определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси.

При прямом методе динамических измерений массу нефтегазоводяной смеси измеряют с помощью счетчиков-расходомеров массовых кориолисовых «ЭМИС-МАСС 260», и результат измерений получают непосредственно. Выходные электрические сигналы счетчика-расходомера массового кориолисового поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), который преобразует их в массу нефтегазоводяной смеси.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (далее – БИЛ), в состав которого входит одна рабочая измерительная линия (далее – ИЛ 1) и одна контрольно-резервная измерительная линия (далее – ИЛ 2), блока измерений показателей качества (далее – БИК), блока фильтров и системы сбора и обработки информации (далее – СОИ).

Монтаж и наладка СИКНС осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНС и ее компоненты.

В состав СИКНС входят измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик-расходомер массовый кориолисовый «ЭМИС-МАСС 260»	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	77657-20
Преобразователь давления измерительный АИР-10, мод. АИР-10L	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2), 1 (БИК)	31654-19
Термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, мод. ТПУ 0304/M1-H	1 (ИЛ 1), 1 (ИЛ 2)	50519-17
Термопреобразователь сопротивления ТПС, мод. 106	1 (БИК)	71718-18
Расходомер-счетчик жидкости «РВИШ-ТА»	1 (БИК)	78390-20
Влагомер сырой нефти ВСН-2	1 (БИК)	24604-12
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов АБАК+	1(СОИ)	52866-13

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

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

Зав. № СИКНС 404911.

Программное обеспечение

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

ПО СИКНС реализовано в ИВК и ПО автоматизированного рабочего места «Генератор отчетов АБАК REPORTER» (далее – АРМ оператора). ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКНС в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ИВК и ПО АРМ оператора СИКНС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНС

Идентификационн ые данные (признаки)	Значение							
	ИВК							АРМ оператора
1	2							3
Идентификационн ое наименование ПО	Aba k.bex	ngas201 5.bex	mivisc. bex	mi354 8.bex	ttriso.be x	AbakC2 .bex	LNGmr 273.bex	mDLL.dll

Продолжение таблицы 2

1	2							3
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0							1.42.96.707
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	4069 0913 40	3133109 068	3354585 224	23335 58944	1686257 056	2555287 759	3623190 64	ef9f814ff4180 d55bd94d0deb d230d76
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32							-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКНС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 5 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности определения массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси нормируется в соответствии с документом: «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Гражданская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29. 2022.43676)	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКНС и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
1	2
Температура окружающего воздуха, °С:	от -40 до +40
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	(380±38)/(220±22) 50±1
Средний срок службы, лет, не менее	10
Измеряемая среда со следующими параметрами: - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	нефтегазоводяная смесь от 0,2 до 4,0 от 0 до +50

Продолжение таблицы 4

1	2
- кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры измеряемой среды, мм ² /с	от 1,0 до 13,6
- плотность обезвоженной дегазированной нефтегазоводяной смеси, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³	от 780 до 950
- объемная доля воды, %	от 0 до 97
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	от 0 до 3 000
- массовая доля механических примесей, %	от 0,004 до 0,050
- содержание растворенного газа, м ³ /м ³	от 0 до 20
- содержание свободного газа	не допускается

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технологической инструкции СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКНС приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКНС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Гражданская» АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКНС	П1-01.05 ТИ-057 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКНС	-	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на УПСВ «Гражданская» АО «Самаранефтегаз» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29. 2022.43676)

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
ИНН 7708119944
Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3 стр. 6
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 312187.

