

Регистрационный № 65028-16

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики воды «Протей»

Назначение средства измерений

Счетчики воды «Протей» (далее – счетчики) предназначены для измерений объема холодной питьевой воды по СанПиН 2.1.4.1074-01 и горячей воды по СанПиН 2.1.4.2496-09 в различных отраслях народного хозяйства, а также в составе систем автоматизированного сбора, контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭР).

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков заключается в измерении числа оборотов вращающейся под действием потока воды крыльчатки, расположенной внутри датчика расхода.

Подсчет количества оборотов производится путем анализа изменения напряженности магнитного поля постоянного магнита, расположенного в верхней части крыльчатки.

На основании измеренного количества оборотов производится расчет прошедшего через счетчик объема воды и индикация его на жидкокристаллическом индикаторе в м³.

Рабочий датчик магнитного поля позволяет также отслеживать воздействие на счетчик внешних магнитных полей. При этом измерение прошедшего через счетчик объема воды не прекращается, а факт воздействия внешнего магнитного поля фиксируется в журнале нештатных ситуаций.

В зависимости от исполнения счетчики могут осуществлять передачу результатов измерений во внешние информационные системы по проводному (RS-485, M-Bus) и беспроводному (wM-Bus, LoRaWAN) интерфейсу.

Счетчики защищены от воздействия внешнего магнитного поля.

Счетчики выпускаются в трех модификациях: «Протей 15», «Протей 15С», «Протей 20», которые отличаются метрологическим классом и диаметром условного прохода. Каждая модификация имеет ряд исполнений, которые отличаются типом интерфейса связи, степенью защиты оболочки счетного механизма и наличием монтажного комплекта. Структура условного обозначения счетчиков представлена в таблице 1.

Счетчики имеют импульсный выход, выполненный на основе оптопары в виде инфракрасного светодиода. Передаточный коэффициент К:

- для счетчиков с диаметром условного прохода 15 мм – $1,784 \cdot 10^{-5}$ м³/имп.;
- для счетчиков с диаметром условного прохода 20 мм – $2,232 \cdot 10^{-5}$ м³/имп.

Счетчики, предназначенные для измерений объема воды с температурой в диапазоне от 5 до 90 °С и могут устанавливаться на горизонтальных (Н), вертикальных (V) или наклонных трубопроводах, при этом метрологические характеристики счетчиков зависят от способа установки и соответствуют приведенным в таблице 3. При монтаже счетчиков необходимо обеспечить прямолинейный участок трубопровода длиной не менее двух диаметров условного прохода перед счетчиком и после него.

Структурная схема обозначения счетчиков в других документах и при заказе:

Счетчик «Протей $\boxed{X} \cdot \boxed{X} \cdot \boxed{X} \cdot \boxed{X}$ »
1 2 3 4

Таблица 1 – Структура условного обозначения индикаторов

№ поля	Описание поля	Код поля	Расшифровка
1	Диаметр условного прохода и метрологический класс	15	диаметр условного прохода 15 мм, метрологический класс В
		15С	диаметр условного прохода 15 мм, метрологический класс С
		20	диаметр условного прохода 20 мм, метрологический класс В
2	Тип интерфейса связи	—	беспроводный интерфейс 433 МГц, протокол обмена wM-Bus
		485	проводной интерфейс RS-485, протокол обмена ModBus
		MB	проводной интерфейс M-Bus, протокол обмена M-Bus
		L	беспроводный интерфейс 868 МГц, протокол обмена LoRaWAN
3	Степень защиты оболочки счетного механизма	0	негерметичный счетный механизм (IP40)
		8	герметичный счетный механизм (IP68)
4	Наличие монтажного комплекта	—	без монтажного комплекта
		M	с монтажным комплектом

Примеры условного обозначения счетчиков:

– счетчик «Протей 15С.485.8.М» – счетчик воды с диаметром условного прохода 15 мм, метрологического класса С, с проводным интерфейсом RS-485 (протокол обмена ModBus), с герметичным счетным механизмом, с монтажным комплектом;

– счетчик «Протей 20.0» – счетчик воды с диаметром условного прохода 20 мм, метрологического класса В, с беспроводным интерфейсом 433 МГц (протокол обмена wM-Bus), с негерметичным счетным механизмом, без монтажного комплекта.

Счётчики могут выпускаться с изображением на маркировочной панели товарного знака поставщика услуг или компании-партнёра. Общий вид счетчиков представлен на рисунках 1 – 5.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков с беспроводным интерфейсом 433 МГц
(протокол обмена wM-Bus)



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с беспроводным интерфейсом RS-485
(протокол обмена ModBus)



Рисунок 3 – Общий вид счетчиков с беспроводным интерфейсом M-Bus
(протокол обмена M-Bus)

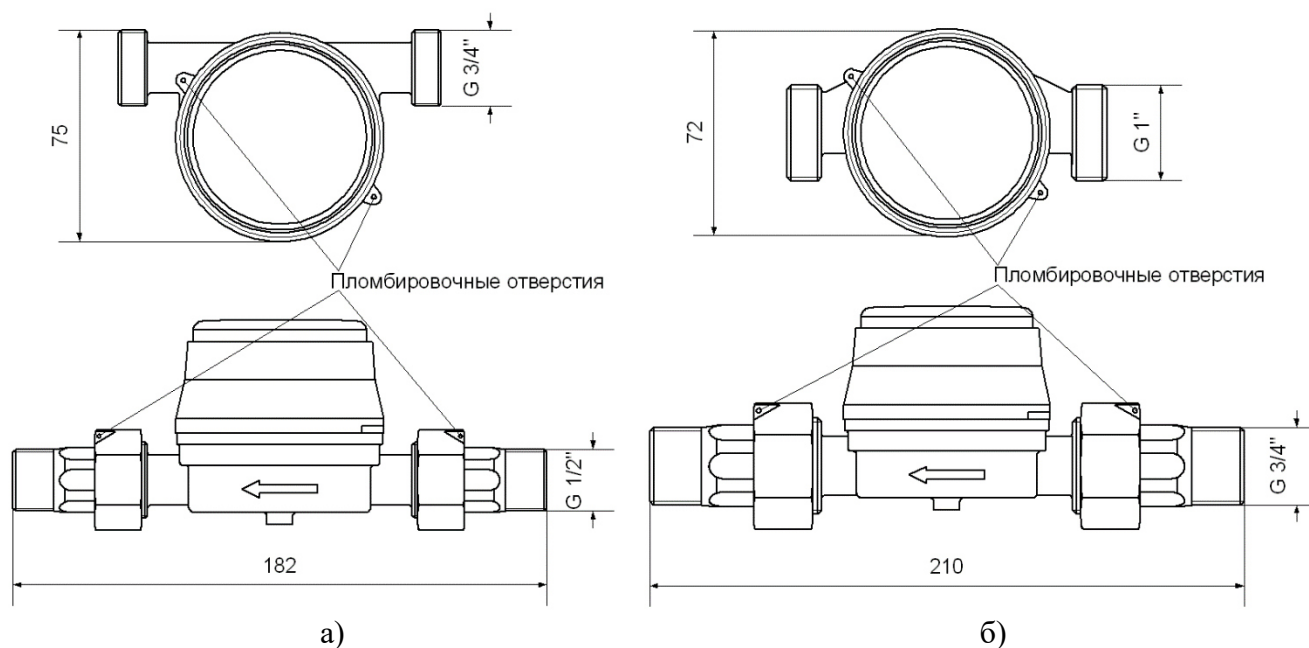


Рисунок 4 – Общий вид счетчиков с беспроводным интерфейсом 868 МГц (протокол обмена LoRaWAN)



Рисунок 5 – Места нанесения товарного знака поставщика услуг

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается механическим опечатыванием. Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 6.



а) – Счетчики «Протей 15...», «Протей 15С...»;
б) – Счетчик «Протей 20...».

Рисунок 6 – Схема пломбировки счетчиков от несанкционированного доступа

Заводской номер в виде десятичного кода, состоящего из арабских цифр, а также штрих-кода, наносится на корпус распределителя методом струйной печати или лазерной гравировки в соответствии с рисунком 7.



Рисунок 7 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа средств измерений

Знак поверки на корпус средства измерений наносится в соответствии с рисунком 8.

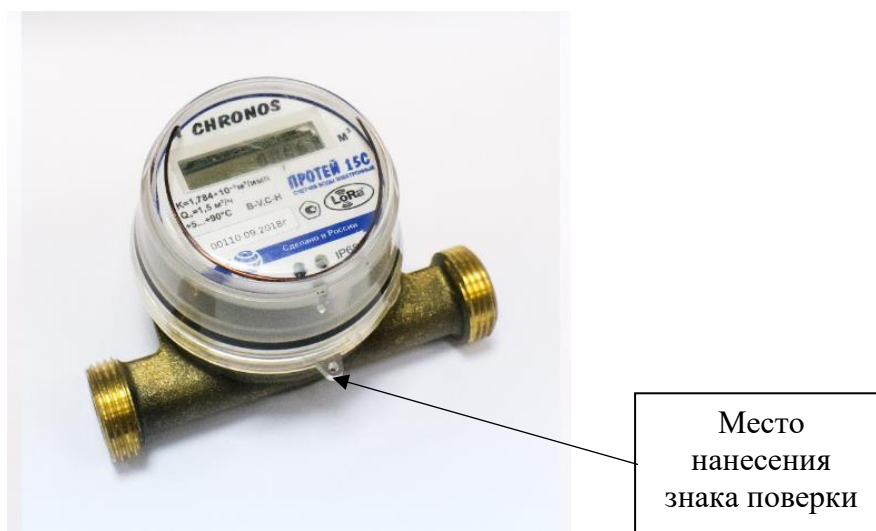


Рисунок 8 – Место нанесения знака поверки
на корпус средства измерений

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) счетчиков по аппаратному обеспечению является встроенным и предназначено для преобразования и обработки измерительной информации. ПО хранится в энергонезависимой памяти. Программная среда постоянна, отсутствуют средства и пользовательская оболочка для программирования или изменения ПО.

ПО разделено на метрологически значимую и незначимую часть. Разделение ПО выполнено внутри кода ПО на уровне языка программирования. К метрологически значимой части ПО относятся:

- программные модули, принимающие участие в обработке (расчетах) результатов измерений или влияющие на них;
- программные модули осуществляющие идентификацию, хранение, передачу измерительной информации, защиту ПО и данных.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Уровень защиты ПО и измерительной информации «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния ПО.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Proteus.108	Proteus.118
Идентификационное наименование ПО	Proteus.108	Proteus.118
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.08	1.18
Цифровой идентификатор ПО	7C05	16EB
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC16	CRC16

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 3 – 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Модификация					
	«Протей 15...»		«Протей 15С...»		«Протей 20...»	
	Значение					
Диаметр условного прохода, D_y , мм	15		15		20	
Вариант установки	Н	V	Н	V	Н	V
Метрологический класс по ГОСТ Р 50193.1-92	В	А	С	В	В	А
Расход воды, м³/ч:						
– минимальный $Q_{\min}$	0,030	0,060	0,015	0,030	0,050	0,100
– переходный Q_t	0,120	0,150	0,022	0,120	0,200	0,250
– номинальный Q_n	1,500	1,500	1,500	1,500	2,500	2,500
– максимальный $Q_{\max}$	3,000	3,000	3,000	3,000	5,000	5,000
Порог чувствительности, м³/ч, не более	0,015	0,030	0,007	0,015	0,025	0,050
Максимальное рабочее давление, МПа, не более	1,0					
Потеря давления при $Q_{\max}$, МПа, не более	0,1					
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема, δ_d , %:						
– в диапазоне расходов $Q_{\min} \leq Q < Q_t$	±5					
– в диапазоне расходов $Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	±2					
Емкость индикатора, м³	999999,999					
Цена деления младшего разряда, м³	0,001					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Модификация		
	«Протей 15...»	«Протей 15С...»	«Протей 20...»
	Значение		
Диапазон температур рабочей среды, °С	от +5 до +90		
Габаритные размеры, мм, не более:			
– длина	110		110
– ширина	75		72
– высота	80		80
Масса, кг, не более	0,75		1,50
Условия эксплуатации:			
– температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +50		
– относительная влажность воздуха при температуре +35 °С, %	до 80		
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	3,6		

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	40000

Знак утверждения типа

наносится на корпус средства измерений в соответствии с рисунком 7, методом струйной печати или лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

в соответствии с таблицей 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик воды «Протей»	—	1 шт.
Паспорт	СЭТ.469333.046 ПС	1 экз.
Методика поверки		1 экз.*
Монтажный комплект:		
— гайка	—	2 шт.**
— штуцер		2 шт.**
— прокладка		2 шт.**
* При поставке партии счетчиков из двух и более штук, методика поверки поставляется в одном экземпляре на партию.		
** Монтажный комплект входит в комплект поставки счетчиков воды «Протей 15.0.М», «Протей 15.8.М», «Протей 15С.0.М», «Протей 15С.8.М», «Протей 20.0.М», «Протей 20.8.М».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Описание и работа счетчика воды «Протей» СЭТ.469333.046 ПС «Счетчик воды «Протей». Паспорт».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

ГОСТ Р 50193.1-92 Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счетчики холодной питьевой воды. Технические требования

ГОСТ Р 50601-93 Счетчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия
СЭТ.469333.046 ТУ Счетчики воды «Протей». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сфера экономных технологий»
(ООО «СЭТ»)

ИНН 5506227284

Юридический адрес: 644027, г. Омск, ул. 7-я Линия, д. 132, оф. 212

Телефон: +7 (3812) 43-36-35; 30-17-41

E-mail: mail@set-omsk.ru

Web-сайт: <https://set-omsk.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области»

(ФБУ «Омский ЦСМ»)

Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Телефон (факс): +7 (3812) 68-07-99; +7 (3812) 68-04-07

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Омский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа рег. №RA.RU.311670 от 01.07.2016 г.

В части вносимых изменений

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов»

(ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8, этаж 3

Телефон (факс): +7 495-491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» апреля 2026 г. № 745

Регистрационный № 50362-12

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто и показателей качества нефти, сдаваемой в ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Описание средства измерений

СИКН изготовлена в одном экземпляре ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) по проектной документации ОАО «Нефтеавтоматика» (г. Уфа) из средств измерений и оборудования серийного отечественного и импортного изготовления.

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

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее по тексту – СРМ) и системы обработки информации.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (далее по тексту - БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока трубопоршневой поверочной установки (далее по тексту - ТПУ), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), узла подключения передвижной поверочной установки. Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий (далее по тексту - ИЛ).

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-85, установленное на выходном коллекторе СИКН.

Блок ТПУ состоит из установки трубопоршневой стационарной в комплекте с преобразователями давления и температуры и обеспечивает проведение поверки и контроля метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации с помощью контроллеров измерительные FloBoss S600 со встроенным программным обеспечением (далее - ПО), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированных рабочих мест оператора на базе персонального компьютера

с программным комплексом «Сropos» (далее - ПК «Сropos»), оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF	45115-10
Датчики давления Элемер-100	39492-08
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	29935-05 50519-17
Преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10 14557-15
Установки трубопоршневые НАФТА-ПРУВЕР	47680-11
Контроллеры измерительные FloBoss S600	38623-08

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН. Для отбора проб в БИК по ГОСТ 2517-85 применяются пробоотборники автоматические (основной и резервный) и ручной с диспергатором.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне расходов (т/ч) по измерительной линии и в целом по СИКН;
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), влагосодержания (% об. дол.) в нефти;
- вычисление СОИ массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений в блоке измерений показателей качества и в химико-аналитической лаборатории содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик СРМ по стационарной или передвижной ПУ в комплекте с поточным преобразователем плотности, установленным в блоке измерений показателей качества нефти;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на средства измерений, входящих в состав СИКН, в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской № 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен ударным способом на шильд-табличке технологического блока СИКН.

Программное обеспечение

ПО СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 (далее по тексту – контроллеров), свидетельство об аттестации алгоритмов вычислений № 1551014-06 ФГУП ВНИИР. К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется

контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится ПО ПК «Сropos», выполняющее функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. Свидетельство о подтверждении соответствия программного обеспечения № НА.ГНМЦ.0160-17 ПО от 22.05.2017 ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика». К метрологически значимой части ПО ПК «Сropos» относится файл «metrology.dll».

В ПО СИКН защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется:

- разграничением прав доступа групп пользователей к метрологически значимой части ПО и данным с помощью системы паролей;
- ведением внутреннего журнала фиксации событий.

Идентификационные данные программного обеспечения ПО СИКН приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
АРМ оператора	metrology.dll	1.41.0.0	16BB1771	CRC32
Конфигурационный файл (основной контроллер)	Vozey2012_1	244	fbб8	CRC16
Конфигурационный файл (резервный контроллер)	Vozey2012_1	244	fbб8	CRC16

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

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 23,4 до 100,0
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от +55 до +65
Рабочий диапазон давления, МПа	от 2 до 4
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м³	от 780 до 850
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м³	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти при измерении влагомером, %	±0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть»	-	1
Инструкция по эксплуатации	-	1
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1270-2023 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти на ПСП ДНС «Южно-Ошская» ЗАО «Колванефть», ФР.1.29.2023.46813.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Подпункт 6.1.1 постановления Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ОАО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24
Телефон: +7 (347) 228-81-70
Факс: 8-800-700-78-68
E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: +7 (843) 567-20-10; 8-800-700-78-68
Факс: +7 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366

Регистрационный № 88746-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы 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 преобразователей массового расхода. Выходные электрические сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти вычисляет комплекс измерительно-вычислительный, как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты определения массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в испытательной лаборатории.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров (БФ), блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы обработки информации. В указанные технологические блоки входят средства измерений, приведенные в таблице 1, по своему функционалу участвующие в измерениях массы брутто нефти, контроле и измерении показателей 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.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ)
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion модификации CMF*	45115-10

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ)
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF*	45115-16
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Расходомер-счетчик ультразвуковой Prosonic Flow модели 92F	29674-12
Преобразователи плотности и расхода CDM модификации CDM 100P	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07**	75139-19
*Далее по тексту – СРМ. **Далее по тексту – ИВК.	

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения массы нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматические измерения температуры, давления (избыточное, дифференциальное), плотности, вязкости нефти, объемной доли воды в нефти;
- измерения температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением трубопоршневой установки;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушения установленных границ;
- вычисление массы нетто нефти;
- автоматическое регулирование расхода нефти через БИК для обеспечения требований ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический и ручной отбор проб нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Заводской номер 663/2019, состоящий из трех цифр и указанных через косую черту четырех цифр года изготовления, наносится на табличку, установленную на стене технологического блока СИКН (Рисунок 1), методом лазерной гравировки.

Пломбировка СИКН не предусмотрена.



Рисунок 1 – Табличка с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в ИВК и компьютерах автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и обеспечивает реализацию функций СИКН. Идентификационные данные ПО СИКН указаны в таблице 2. Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ИВК (основной, резервный)	АРМ оператора (основное, резервное)		
Идентификационное наименование ПО	EMC07.Metrology.dll	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	PX.7000.01.08	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	6CFE8968	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН и показатели измеряемой среды приведены в таблицах 3, 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти*, т/ч	от 15,00 до 91,32
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики СИКН и физико-химические показатели измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	3 (две рабочие, одна контрольно-резервная)
Избыточное давление нефти, МПа - рабочее - минимально допустимое - максимально допустимое	0,5 0,3 1,6
Режим работы СИКН	непрерывный
Показатели измеряемой среды: - измеряемая среда - температура, °С - плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт), не более - массовая доля воды, %, не более - массовая доля механических примесей, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более - содержание свободного газа	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия» от +5 до +40 от 879 до 910 40 0,5 0,05 100 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Условия эксплуатации - температура окружающего воздуха в блоках БФ, БИЛ, БИК, °С - температура окружающего воздуха в помещении операторной, °С	от +5 до +40 от +15 до +25
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс», заводской № 663/2019	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. 0015.01.00.000 ИС. МИ. ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс», регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2020.38312.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «БайТекс»

(ООО «БайТекс»)

Юридический адрес: 461630, Оренбургская обл., г. Бугуруслан, ул. Ленинградская, д.51

ИНН: 5602004322

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ»

(ООО «СНГ»)

ИНН 5050024775

Адрес: 141108, Московская обл., г. Щелково, ул. Заводская, д. 1, к. 1

Телефон: 8(495) 995-01-53

Факс: 8(495) 741-21-18

E-mail: office@og.systems

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»)

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

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

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

Web-сайт: vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314555

Регистрационный № 82973-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры ультразвуковые PIEZOSONIC

Назначение средства измерений

Расходомеры ультразвуковые PIEZOSONIC (далее – расходомеры) предназначены для измерения объёмного расхода и объёма однородных жидкостей, протекающих в напорных трубопроводах.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на время-импульсном методе определения разности времен прохождения ультразвуковых волн по направлению и против направления движения потока жидкости. Измеряемая разность времен пропорциональна скорости жидкости и ее расходу.

Расходомеры состоят из ультразвукового преобразователя расхода жидкости (далее - УПР), электронного блока (далее - ЭБ) и соединительных радиочастотных кабелей. УПР представляет собой участок трубопровода с закрепленными на нем пьезоэлектрическими преобразователями (далее - ПЭП). ПЭП установлены попарно на трубе под определенным углом к направлению вектора скорости потока и попеременно выполняют функции излучателя и приемника ультразвуковых волн. Пара ПЭП на одной оси образует акустический канал.

ЭБ формирует ультразвуковые импульсы для работы ПЭП, обеспечивает прием и обработку сигнала, расчет временных интервалов, вычисление расхода и объема жидкости по заданному алгоритму, индикацию результатов измерений, архивирование результатов, вывод измерительной информации в виде аналогового, частотно-импульсного сигнала и цифрового сигнала по интерфейсу RS485.

ЭБ расходомера поддерживает работу одновременно до 2-х акустических каналов, что позволяет измерять расход одновременно на 2-х независимых измерительных участках (далее - ИУ) по однолучевой схеме, либо на одном ИУ по двухлучевой схеме.

Расходомеры выпускаются в различных модификациях, отличающихся конструкцией, количеством акустических каналов и метрологическими характеристиками.

По способу монтажа ПЭП на ИУ расходомеры имеют конструктивные исполнения:

- с установленными в участок трубопровода ПЭП на заводе-изготовителе;
- комплект ПЭП и их держателей для установки непосредственно в трубопровод.

УПР в зависимости от диаметра условного прохода (далее – Ду) имеют конструктивные исполнения:

- УПР с U-образным ИУ для Ду, мм: от 15 до 32 включительно;
- УПР с прямым ИУ для Ду, мм: от 32 до 2000 включительно.

УПР в зависимости от способа присоединения к трубопроводу имеют конструктивные исполнения: резьбовое, под приварку и фланцевое.

По взаимному расположению акустических каналов для двухлучевой схемы:

- с параллельными хордами;

- с перекрещивающимися хордами.

Общий вид расходомеров ультразвуковых PIEZOSONIC представлен на рисунке 1.

Варианты исполнения УПР представлены на рисунке 2.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3.

Заводской номер расходомера указывается на маркировочной наклейке, закрепляемой на боковой стороне ЭБ, как показано на рисунке 4.

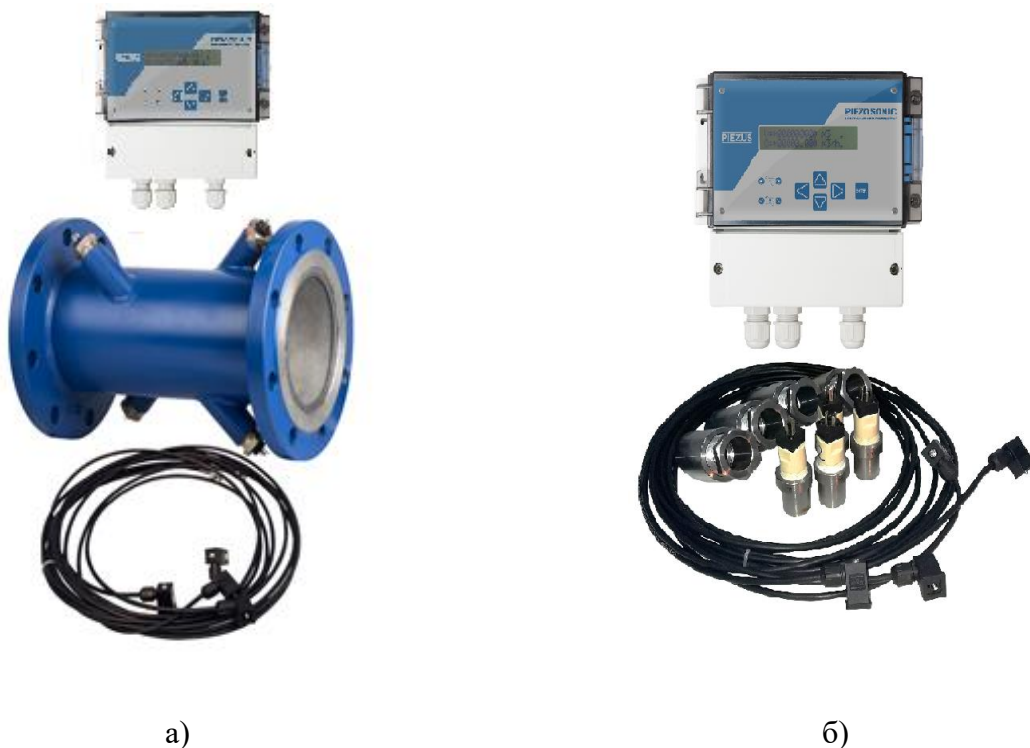


Рисунок 1 – Общий вид расходомеров ультразвуковых PIEZOSONIC: а – исполнение расходомера с установленными в участок трубопровода ПЭП на заводе-изготовителе; б – исполнение расходомера, представляющее собой комплект ПЭП и их держателей для установки непосредственно в трубопровод



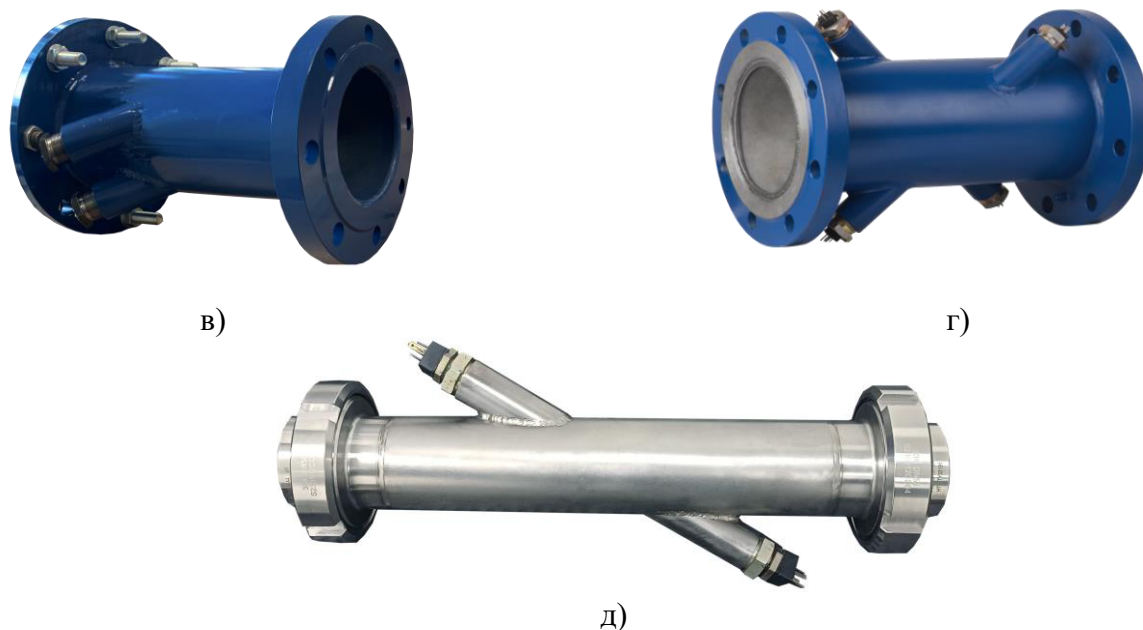


Рисунок 2 – Варианты исполнений УПР: а) – исполнение УПР с U-образным ИУ; б) – исполнение УПР с прямым ИУ по однолучевой схеме с диаметральным расположением акустического канала; в) – исполнение УПР с прямым ИУ по двухлучевой схеме с расположением акустических каналов на параллельных хордах; г) – исполнение УПР с прямым ИУ по двухлучевой схеме с расположением акустических каналов на перекрещенных хордах; д) – исполнение УПР с прямым ИУ и присоединением к процессу типа «молочная муфта»



Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки

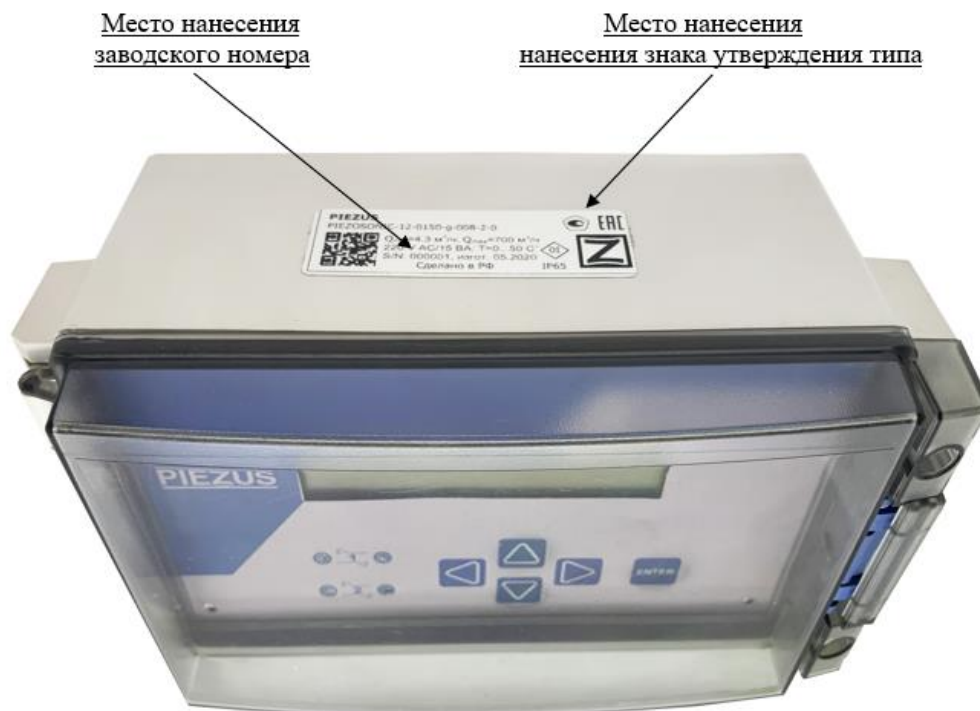


Рисунок 4 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) не разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. ПО расходомеров является встроенным и устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. ПО обеспечивает обработку входных сигналов, получение измерительной информации, её отображение на дисплее, сохранение информации в архиве, обмен информацией с внешними устройствами по интерфейсу RS-485, а также её преобразование в нормированные токовый и частотно-импульсный выходные сигналы.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077 – 2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PIEZOSONIC
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.2
Цифровой идентификатор ПО	0xD38B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измеряемых расходов, м ³ /ч	от 0,03 до 120000
Диаметры условных проходов УПР, Ду, мм	от 15 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования значения объемного расхода в частотный выходной сигнал, %	±0,05
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности преобразования значения объемного расхода в токовый выходной сигнал, %	±0,5

Таблица 3 – Значения расходов в зависимости от Ду УПР

Наименование характеристики	Значение												
Ду, мм ¹⁾	15	20	25	32	40	50	65	80	100	150	200	250	300
Минимальный расход Q _{min} , м ³ /ч ²⁾	(0,03)	(0,05)	(0,07)	0,2 (0,16)	0,3	0,47	0,8	1,2	1,87	4,24	7,5	11,8	17,0
Номинальный расход Q _{nom} , м ³ /ч ²⁾	(1,5)	(2,5)	(3,5)	15,5 (8)	23,3	36,5	62	93	145	328	582	915	1320
Максимальный расход Q _{max} , м ³ /ч ²⁾	(3)	(5)	(7)	31 (16)	46,5	73	124	186	290	656	1164	1830	2640
¹⁾ для Ду свыше 300 мм значения расходов определяются по формулам: $Q_{max} = 0,03 \cdot (Du)^2$; $Q_{nom} = 0,5 \cdot Q_{max}$; $Q_{min} = 6,4 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{max}$ ²⁾ в скобках указаны значения расходов для исполнения УПР с U-образными ИУ, без скобок указаны значения расходов для исполнений УПР с прямыми ИУ													

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема

Ду, мм	Способ установки ПЭП	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %
от 15 до 32	по оси трубопровода	±(1,5+0,2/v)
от 32 до 80	по диаметру	±(1,2+0,2/v)
от 100 до 1600	по диаметру	±(1,0+0,2/v)
от 50 до 80	по двум хордам	±(0,7+0,2/v)
от 100 до 1600	по двум хордам	±(0,5+0,2/v)
где v – скорость потока измеряемой жидкости, м/с		

Таблица 5 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема при проведении поверки имитационным методом

Ду, мм	Способ установки ПЭП	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %
от 32 до 300	по диаметру	$\pm(2,5+0,2/v)$
от 350 до 2000	по диаметру	$\pm(2,0+0,2/v)$
от 50 до 80	по двум хордам	$\pm(2,0+0,2/v)$
от 100 до 350	по двум хордам	$\pm(1,5+0,2/v)$
от 400 до 2000	по двум хордам	$\pm(1,0+0,2/v)$
где v – скорость потока измеряемой жидкости, м/с		

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры выходных сигналов: - частотный, Гц - токовый, мА	от 0,5 до 2000 от 4 до 20
Длина кабеля между ПЭП и ЭБ, м, не более	500
Ёмкость цифрового отсчетного устройства, м ³	999999,999
Цена младшего разряда индикатора при измерении расхода, м ³ /ч	0,001
Цена младшего разряда индикатора при измерении объема, м ³	0,01
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220_{-33}^{+22} 50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более	15
Габаритные размеры ЭБ, мм, не более: - высота - ширина - длина	200 200 112
Масса ЭБ, кг, не более	1,9
Условия эксплуатации: - температура измеряемой жидкости, °С - температура окружающей среды, °С - относительная влажность без конденсации влаги, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +150 от 0 до +50 98 от 84 до 106,7
Максимальное рабочее давление, МПа	2,5; 6,3 ¹⁾
Степень защиты ЭБ по ГОСТ 14254-2015	IP65
Степень защиты УПР заводского исполнения по ГОСТ 14254-2015	IP65 (IP67 и IP68) ¹⁾
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	65700
¹⁾ по заказу	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на маркировочной наклейке, закрепляемой на боковой стороне ЭБ и на титульные листы руководства по эксплуатации, инструкции по монтажу и настройке, и паспорта расходомера.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Электронный блок		1 шт.
Измерительный участок ¹⁾		согласно заказу
Соединительный коаксиальный кабель для ПЭП	РК50-2	согласно заказу
Комплект монтажных частей для установки ПЭП ²⁾ : – держатель ПЭП с гайкой – уплотнительное кольцо для ПЭП		по числу ПЭП по числу ПЭП
Паспорт ПЭП		согласно заказу
Паспорт расходомера	38978553.407251.008 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	38978553.407251.008 РЭ	1 экз.
Инструкция по монтажу и настройке	38978553.407251.008 ИМ	1 экз.
¹⁾ - для трубопровода с Ду, мм от 15 до 150 поставляется с УПР, на которых в держателях уже установлены ПЭП; - для трубопроводов с Ду, мм от 200 до 600 может поставляться как с предустановленными ПЭП в УПР, так и отдельно ПЭП с держателями для последующей приварки на рабочем трубопроводе; - для трубопроводов с Ду свыше 600 мм поставляются только ПЭП с держателями для последующей приварки на рабочем трубопроводе. ²⁾ поставляется при врезке ПЭП в рабочий трубопровод		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пунктах 5.2 и 6.3 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости

38978553.407251.008 ТУ. Расходомеры ультразвуковые PIEZOSONIC. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Пьезус»

(ООО «Пьезус»)

ИНН 7722857693

Юридический адрес: 109316, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Печатники, Волгоградский пр-кт, д. 42, к. 5

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Пьезус»
(ООО «Пьезус»)
ИНН 7722857693
Адрес: 109316, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Печатники,
Волгоградский пр-кт, д. 42 к. 5
Телефон/факс: (495) 796-92-20
E-mail: zakaz@piezus.ru
Web-сайт: www.piezus.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№ 30004-13

Регистрационный № 91986-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Уровнемеры радарные волноводные ALT6100

Назначение средства измерений

Уровнемеры радарные волноводные ALT6100 (далее – уровнемеры) предназначены для измерений уровня жидких и сыпучих материалов в резервуарах.

Описание средства измерений

Принцип действия уровнемеров основан на принципе распространения и отражении от раздела сред радиочастотной волны. Встроенный в уровнемер излучатель направляет сгенерированный импульс в сторону измеряемой среды, а встроенный в этот же уровнемер приемник получает и передает вычислителю данные об отраженном от измеряемой среды сигнале. Когда импульс достигает поверхности материала, он отражается обратно и принимается приемником в приборе, а сигнал расстояния преобразуется в сигнал уровня.

Уровнемеры конструктивно состоят из металлической защитной головки вторичной электроники (корпуса) и измерительного волноводного модуля. Уровнемеры представлены в двух модификациях: модификация F комплектуемая измерительным волноводным модулем (зондом) в виде троса (кабеля), модификация R, комплектуемая измерительным волноводным модулем (зондом) в виде стержня (трубки). Уровнемеры могут быть представлены во фланцевом исполнении (наличие фланца между корпусом и волноводом) и в высокотемпературном фланцевом исполнении (наличии фланца между корпусом и волноводом и теплообменной вставки между фланцем и корпусом). Уровнемеры могут дополнительно оснащаться ЖК дисплеем.

Общий вид уровнемеров модификации F и место пломбировки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид уровнемеров, модификации F с указанием места пломбировки

Общий вид уровнемеров, модификации R и места пломбировки представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид уровнемеров, модификации R с указанием места пломбировки

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр и букв латинского алфавита, и знак утверждения типа наносятся на табличку в местах, указанных на рисунке 3 методом лазерной гравировки. Ограничение доступа к местам настройки (регулировки), осуществляется путем нанесения пломб изготовителя в виде наклеек в местах, указанных на рисунке 1 или 2.

Место нанесения
знака утверждения типа



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

В уровнемерах применяется встроенное программное обеспечение, записанное в микросхему в блоке электроники. ПО устанавливается в уровнемеры на заводе-изготовителе и не подлежит изменению в процессе эксплуатации.

Программное обеспечение является метрологически значимым.

Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения*	307.xxx
Цифровой идентификатор программного обеспечения	-
* - где xxx не относится к метрологически значимой части ПО	

Метрологические характеристики уровнемеров нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	F	R
Диапазон измерений уровня ¹⁾ , м	от 0,15 до 20	от 0,15 до 6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня при расстоянии до измеряемой поверхности от 0,15 до 10 м включ., мм	±3,1	
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерения уровня при расстоянии до измеряемой поверхности от 10 м до 20 м включ., %	±0,03	
¹⁾ - реальное значение определяется длиной зонда и записывается в паспорте уровнемера.		

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	F	R
Маркировка взрывозащиты:	0Ex ia IIC T6 Ga X или 1Ex db IIC T6 Gb X	
Маркировка степени защиты:	IP 66 / IP 67	
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от -40 ¹⁾ до +70 от 0 до 90 от 84 до 106,7	
Температура измеряемой среды, °C	от -40 до +250 ²⁾	
Напряжение питания постоянного тока, В	от 20 до 28	
Потребляемая мощность, мВт, не более	660	
Масса, кг, не более ³⁾	9	
Габаритные размеры, не более, мм ШхВхД ⁴⁾	130x230x110	
Выходной сигнал	аналоговый (от 4 до 20 мА), HART, RS485/Modbus	
1) от -30 °C при наличии ЖК дисплея. 2) до +350 °C для высокотемпературного исполнения. 3) без учета фланца уровнемера при фланцевом исполнении. Масса фланца определяется заказом и составляет не более 30 кг. 4) без учета зонда и фланца уровнемера. Габаритные размеры зонда и фланца определяются заказом.		

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	63000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе систем методом лазерной гравировки, а также на титульный лист в правом верхнем углу—паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Уровнемер радарный волноводный	ALT6100	1 шт.
Паспорт	26.51.52-ALT6100 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации, установке и техническому обслуживанию	26.51.52-ALT6100 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Инструкция по настройке» документа «Уровнемер радарный волноводный ALT6100. Руководство по эксплуатации, установке и техническому обслуживанию. 26.51.52-ALT6100 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 года № 3459 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов

ТУ 26.51.52-95715144-002-2023 «Волноводные радарные уровнемеры ALT6100. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия»

(ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»)

ИНН: 3908036487

Юридический адрес: 236039, Российская Федерация, Калининградская обл., г. Калининград, ул. Портовая, д. 41

Телефон (факс): +7 (4012) 31-07-28

Web-сайт: sngbalt.ru

E-mail: office@ogsb.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия»

(ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»)

ИНН: 3908036487

Адрес: 236039, Российская Федерация, Калининградская обл., г. Калининград, ул. Портовая, д. 41

Телефон (факс): +7 (4012) 31-07-28

Web-сайт: sngbalt.ru

E-mail: office@ogsb.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»)

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

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

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592

В части вносимых изменений

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

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

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

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

Web-сайт: vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314555

Регистрационный № 71483-18

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные
КВАНТ ST 1000-9

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные КВАНТ ST 1000-9 (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в однофазных сетях переменного тока промышленной частоты, времени, отрицательного и положительного отклонений напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении входных сигналов напряжения и тока с помощью аналого-цифровых преобразователей и их перемножении с последующей обработкой с помощью специализированного контроллера.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым тоководам.

Счетчики могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электрической энергии (АИИС КУЭ и АИИС ТУЭ), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

В зависимости от исполнения счетчики могут иметь один измерительный элемент в цепи фазы или два измерительных элемента в цепях фазы и нейтрали, при появлении разницы значений тока между измерительными элементами цепей тока фазы и нейтрали учет электроэнергии производится по большему значению.

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ ИЕС 61038-2011, оптические испытательные выходные устройства по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, интерфейсы для подключения к АИИС КУЭ, АИИС ТУЭ, АСДУ. Счетчик имеет в своем составе индикатор функционирования (отдельный «Сеть» либо совмещенный с оптическим испытательным выходным устройством). Счетчик может иметь в своем составе индикатор обратного направления тока в измерительной цепи «Реверс», индикатор неравенства токов в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали « $I_L \neq I_N$ », кнопку для ручного переключения режимов индикации «Просмотр».

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток, присутствует жидкокристаллический дисплей (далее – ЖК-дисплей).

В состав счетчиков могут входить дополнительные устройства: оптический порт (по ГОСТ IEC 61107-2011), до четырех отдельных гальванически развязанных от сети дискретных выходов, до четырех отдельных гальванически развязанных от сети дискретных входов.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Структура условного обозначения:

	T		Y	J	S	M	L	K	H	G	F	E	D	C	B	A	Ty - SMA	Наличие разъема SMA для подключения внешней антенны
	-X-	(60)	N-1/2-Rn	P2	B	In	On	X	U	X.X	Eн-SMA							Наличие интерфейса Ethernet n – количество, если более 1
																		Тип и количество SIM-карт для встроенного модема G3, GT2: 01 – со сменной SIM-картой; 02 – с встроенной ЧИП SIM-картой и сменной SIM-картой; 03 – с встроенной ЧИП E-SIM-картой и сменной SIM-картой; 04 – с двумя сменными SIM-картами
																		Наличие встроенного модема: G3 – встроенный GSM/GPRS модем с поддержкой 3G/4G GT2 - встроенный GPRS/NB-IoТ модем с поддержкой GSM/LTE Cat.NB
																		Наличие резервного питания
																		Наличие радио интерфейса: Z – ZigBee F1 – радиointерфейс 433 МГц F2 – радиointерфейс 868 МГц L1 – радиointерфейс LPWAN 433 МГц L2 – радиointерфейс LPWAN 868 МГц
																		Наличие дискретного выхода n – количество, если более 1
																		Наличие дискретного входа n – количество, если более 1
																		Наличие реле управления нагрузкой
																		Наличие интерфейса PLC PRIME
																		Наличие интерфейса RS-485: n – количество, если более 1
																		Класс точности Активной/Реактивной энергии
																		Измерение тока нейтрали
																		Номинальный ток (Максимальный ток), А
																		Вариант исполнения корпуса: W – установка на щиток W2 – установка на щиток, модификация 2 С – установка на опору
																		Наименование

При наличии в счетчике опций, их символы указываются в обозначении счетчика, при этом последовательность задания символов, может быть произвольной. При отсутствии опции отсутствует и соответствующий символ в условном обозначении.

Счетчики ведут учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы.

Счетчики содержат в энергонезависимой памяти две тарифные программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления.

Счетчики дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров (контрольные, метрологически ненормированные параметры):

- отклонения частоты, длительности и глубины провала напряжения, длительности перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013).

Счетчики соответствуют классу S при измерении положительного и отрицательного отклонения напряжения согласно ГОСТ IEC 61000-4-30-2017 (ГОСТ 30804.4.30-2013).

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика;
- заводского номера счетчика;
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2 ч 00 мин в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3 ч 00 мин в последнее воскресенье октября);
- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений

питания, выходов параметров качества электрической сети за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора с фиксацией значений силы тока и коэффициента мощности перед отключением.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющемуся интерфейсу, в зависимости от исполнения.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения (конфигуратор счетчика).

Заводской номер наносится на корпус любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера и индикаторного устройства представлен на рисунках 1-4. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

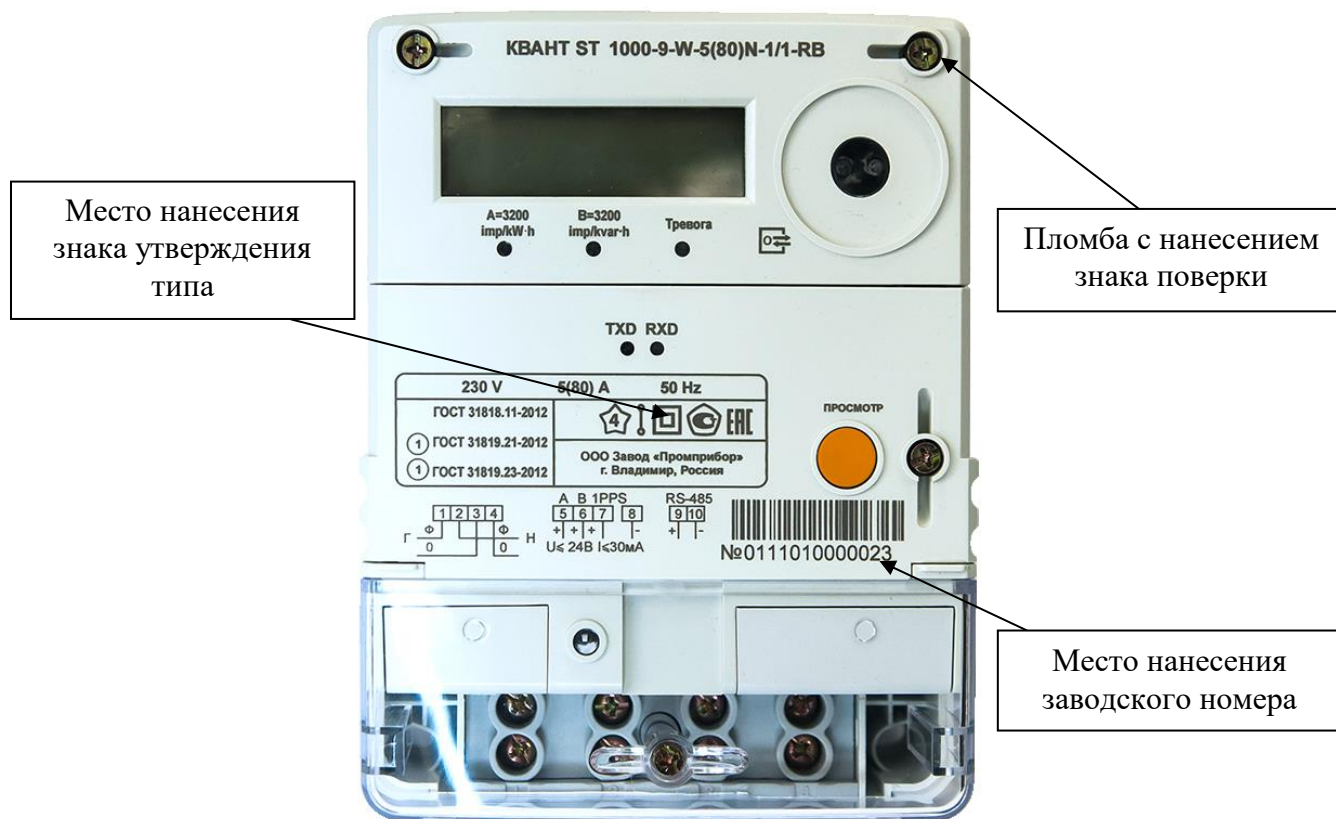


Рисунок 1 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа W с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

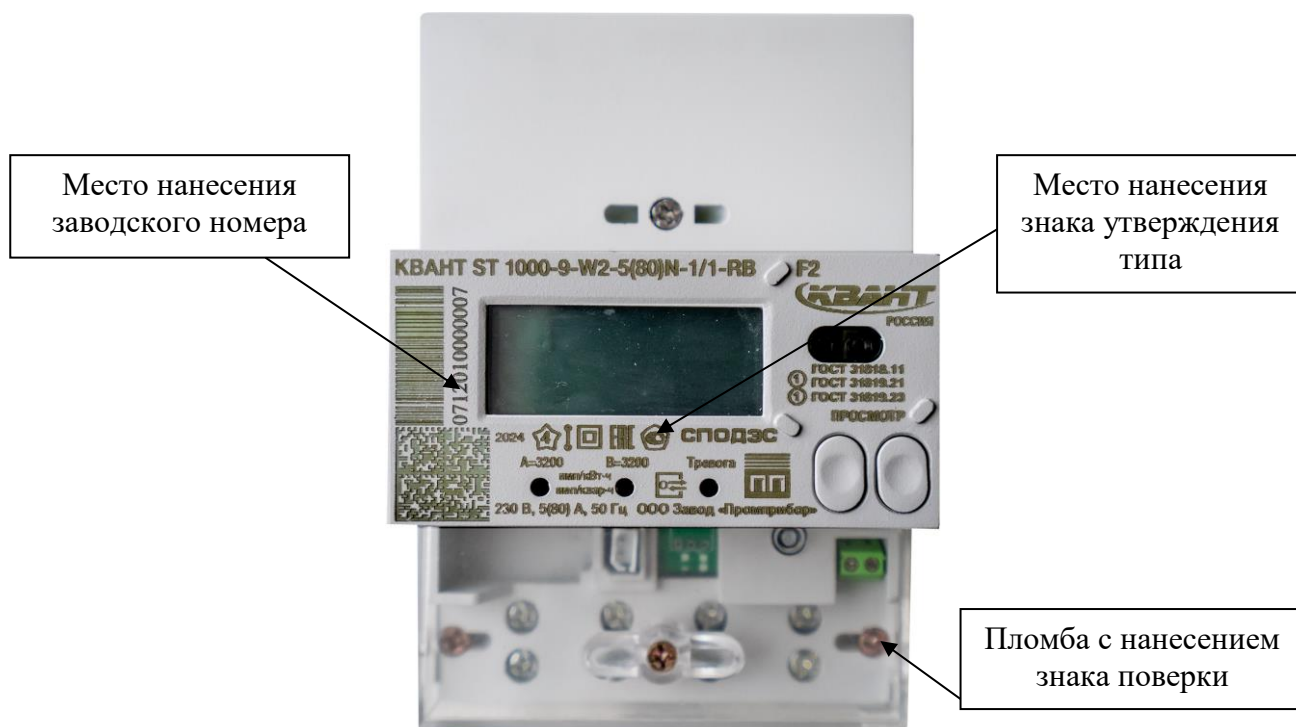


Рисунок 2 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа W2 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа С с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 4 – Общий вид индикаторного устройства

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) счетчика является встроенным ПО.

Встроенное ПО счетчиков разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части и записывается в счетчик на стадии его производства.

Метрологически значимая часть ПО, калибровочные коэффициенты и измеренные данные защищены протоколом передачи данных и не доступны для изменения без вскрытия счетчиков. Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов возможен с тремя уровнями доступа (публичный, чтение, конфигуратор) с устанавливаемыми паролями. Предусмотрено использование шифрования паролей и данных.

Метрологически значимая часть ПО располагается в отдельной области памяти и защищена от изменений контрольной суммой. Возможность прикладного изменения метрологически значимой части ПО исключена.

Счетчики обеспечивают возможность обновления метрологически незначимой части программного обеспечения без воздействия на метрологически значимую часть.

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

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на метрологически значимую часть встроенного ПО счетчиков и измерительную информацию.

Идентификационные данные встроенного ПО счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки) для вариантов исполнений	КВАНТ ST 1000-9-W КВАНТ ST 1000-9-W2	КВАНТ ST 1000-9-C
Идентификационное наименование ПО	ST1000-9-W	ST1000-9-C
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.X ¹⁾	
Цифровой идентификатор ПО	2CBD	E639
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	
¹⁾ 1 – метрологически значимая неизменяемая часть. X – метрологически незначимая изменяемая часть, может быть представлена целыми числами от 0 до 9.		

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	Активной (по ГОСТ 31819.21-2012)	Реактивной (по ГОСТ 31819.23-2012)
КВАНТ ST 1000-9-х-х-1-х...х	1	–
КВАНТ ST 1000-9-х-х-1/1-х...х	1	1
КВАНТ ST 1000-9-х-х-1/2-х...х	1	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков в зависимости от класса точности приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

	Класс точности счетчика		
	1 ГОСТ 31819.21-2012	1 ГОСТ 31819.23-2012	2 ГОСТ 31819.23-2012
Стартовый ток	0,004 I _б	0,004 I _б	0,005 I _б

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение U _{ном} , В	230
Базовый ток I _б , А	5; 10
Максимальный ток I _{макс} , А	50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов: - сила тока - напряжение - коэффициент мощности	от 0,05I _б до I _{макс} (от 0,75 до 1,2)U _{ном} 0,8 (емкостная) от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	50±7,5
Пределы основной абсолютной погрешности хода часов при штатном электрическом питании и питании от батареи, с/сут	±0,5
Пределы основной абсолютной погрешности хода часов при отключенном питании счетчика, с/сут	±1
Средний температурный коэффициент хода часов в диапазоне рабочих температур, (с/сут)/°С	±0,03
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения, % от U _{ном}	от 0 до 20
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения, % от U _{ном}	от 0 до 25

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений положительного и отрицательного отклонения напряжения, %	$\pm 0,4$
Нормальные условия измерений, °C	
– температура, °C	от +21 до +25
– относительная влажность, %	от 40 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 96 до 104

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии, имп/(кВт·ч)	от 800 до 3200
Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии, имп/(квар·ч)	от 800 до 3200
Количество десятичных знаков отсчетного устройства, не менее	8
Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства, кВт·ч, не менее	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом токе, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, В·А (Вт), не более	10(2)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Число тарифов, не менее	8
Число временных зон, не менее	12
Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, месяцев, не менее	
– для счетчиков только активной энергии	24
– для счетчиков активной и реактивной энергии	36
Глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, не менее	
– для счетчиков только активной энергии	93
– для счетчиков активной и реактивной энергии	128
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 30 минут, суток, не менее	
– для счетчиков только активной энергии	93
– для счетчиков активной и реактивной энергии	128
Глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут, суток, не менее	
– для счетчиков только активной энергии	93
– для счетчиков активной и реактивной энергии	128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, минут	30

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 минут, суток ¹⁾ , не менее	
– для счетчиков только активной энергии	93
– для счетчиков активной и реактивной энергии	128
Количество записей в журнале событий, не менее	
– для счетчиков только активной энергии	384
– для счетчиков активной и реактивной энергии	1000
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012	
– для счетчиков только активной энергии	1
– для счетчиков активной и реактивной энергии	2
Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015	IP51, IP64
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с	9600
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
Тип корпуса:	
– W	200×133×77
– W2	150×100×77
– C	240×165×82
Условия эксплуатации:	
– температура окружающей среды, °С	от -40 до +70
– относительная влажность, %	от 40 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 96 до 104
Масса, кг, не более	1,5
¹⁾ Минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения рассчитывается по формуле $D_{\text{мин}} = \frac{I_{\text{тек}}}{30} \cdot D_{30}$, где $I_{\text{тек}}$ – текущий интервал усреднения мощности, минут; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 минут, суток.	

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка на отказ, ч	320000

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный КВАНТ ST 1000-9 ¹⁾	ВЛСТ 418.00.000	1 шт.
Пломба свинцовая ²⁾	–	1 – 3 шт.
Леска пломбировочная ²⁾	–	1 – 3 шт.
Формуляр ³⁾	ВЛСТ 418.00.000 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации ⁴⁾	ВЛСТ 418.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки ⁴⁾	–	1 экз.
Руководство оператора ⁴⁾	ВЛСТ 418.00.000 РО	1 экз.
Индикаторное устройство ⁵⁾	–	1 шт.
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП ⁵⁾	–	1 шт.
Упаковка (Потребительская тара)	–	1 шт.
Конфигурационное программное обеспечение ⁶⁾	–	1 шт.
¹⁾ Исполнение счетчика соответствует заказу. ²⁾ Количество зависит от типа корпуса. ³⁾ Поставляется в бумажном виде. ⁴⁾ В бумажном виде не поставляется. Доступно на сайте https://www.sicon.ru/ . ⁵⁾ Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях «С». ⁶⁾ Доступно на сайте https://www.sicon.ru/ .		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации ВЛСТ 418.00.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.12, п. 6.13

ТУ 422860-418-10485056-17 «Счётчики электрической энергии однофазные многофункциональные КВАНТ ST 1000-9. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Завод «Промприбор»

(ООО Завод «Промприбор»)

ИНН 3328437830

Юридический адрес: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, помещ. 59

Адрес места осуществления деятельности: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон (факс): (4922) 53-33-77, 53-86-10

Web-сайт <http://www.sicon.ru>

E-mail support@sicon.ru

Испытательный центр

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

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314019

Регистрационный № 71461-18

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные
КВАНТ ST 2000-12**

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные КВАНТ ST 2000-12 (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в трехфазных сетях переменного тока промышленной частоты, измерений отрицательного и положительного отклонений напряжения, времени.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов тока и напряжения в показания электрической энергии.

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым токовым.

Счетчики могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого и технического учета электрической энергии (АИИС КУЭ и АИИС ТУЭ), автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ ИЕС 61038-2011, оптические испытательные выходные устройства по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, а также интерфейсы для подключения к АИИС КУЭ, АИИС ТУЭ, АСДУ. Счетчик может иметь в своем составе индикаторы наличия каждого из фазных напряжений «L1», «L2», «L3», индикатор наличия хотя бы одного из фазных напряжений «Сеть», индикатор «Тревога», одну или две кнопки для ручного переключения режимов индикации «Просмотр», оптический порт, выполненный по ГОСТ ИЕС 61107-2011.

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток, присутствует жидкокристаллический дисплей (далее – ЖК-дисплей).

В состав счетчиков могут входить до четырех отдельных гальванически развязанных от сети дискретных выходов и до четырех отдельных гальванически развязанных от сети дискретных входов.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Структура условного обозначения

[illegible]

При наличии в счетчике опций, их символы указываются в обозначении счетчика, при этом последовательность задания символов, может быть произвольной. При отсутствии опции отсутствует и соответствующий символ в условном обозначении.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифные программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «М», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров сети (контрольные, метрологически ненормированные параметры):

- фазных напряжений;
- фазных токов;
- частоты сети;
- отклонения частоты, длительности и глубины провала напряжения, длительности перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013);
- активной мгновенной мощности по каждой фазе;
- реактивной мгновенной мощности по каждой фазе;
- полной мгновенной мощности по каждой фазе;
- коэффициентов мощности по каждой фазе.

Счетчики соответствуют классу S при измерении положительного и отрицательного отклонения напряжения согласно ГОСТ IEC 61000-4-30-2017 (ГОСТ 30804.4.30-2013).

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика;
- заводского номера счетчика;
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;

– разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2 ч 00 мин в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в последнее воскресенье октября в 3 ч 00 мин);

- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу.

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, наличия фазного тока при отсутствии напряжения, изменения направления тока в фазных цепях, воздействия сверхнормативного магнитного поля, выходов параметров качества электрической сети за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора, аварийных ситуаций.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющемуся интерфейсу, в зависимости от исполнения.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения (конфигуратор счетчика).

Заводской номер наносится на корпус любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера и индикаторного устройства представлен на рисунках 1-6. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба с нанесением знака поверки.

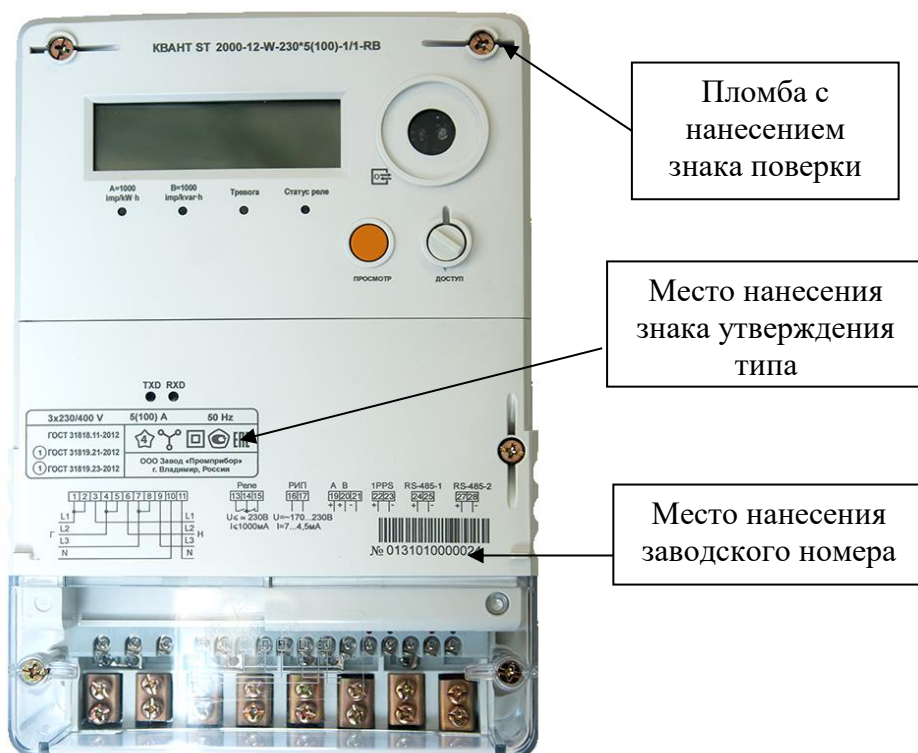


Рисунок 1 – Общий вид счетчика непосредственного включения в исполнении корпуса типа W с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

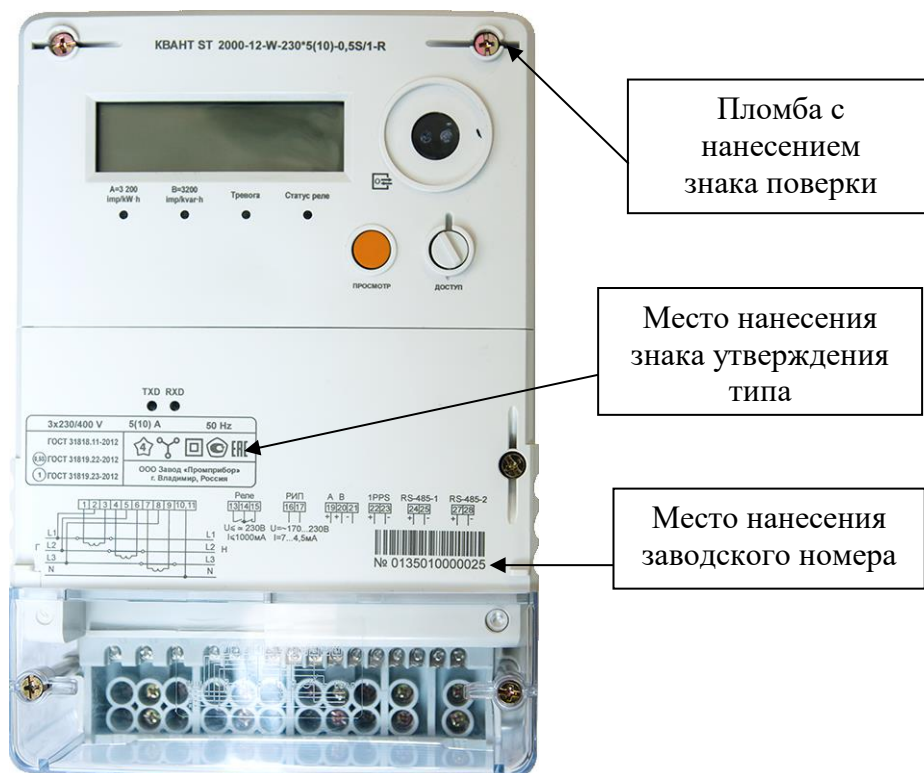


Рисунок 2 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа W с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

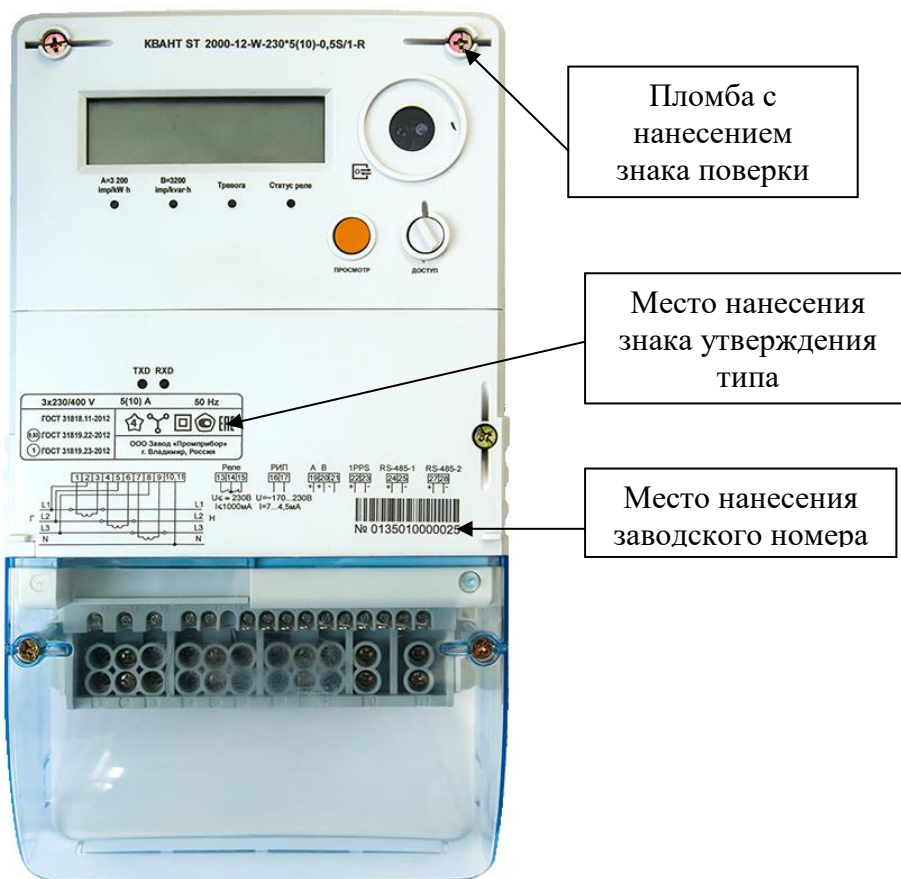


Рисунок 3 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа W с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

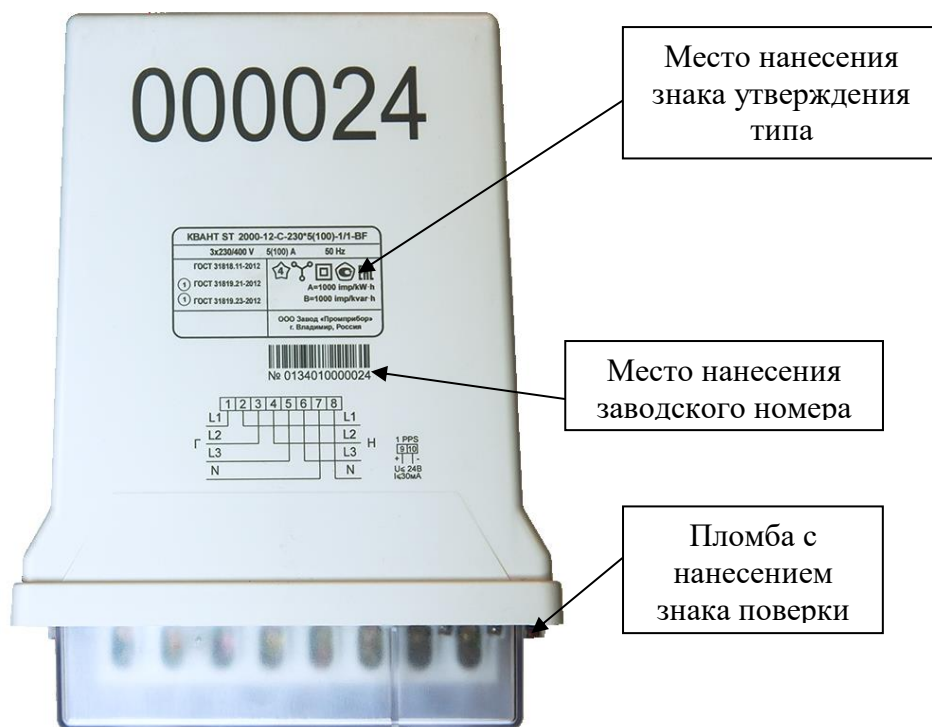


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа С с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

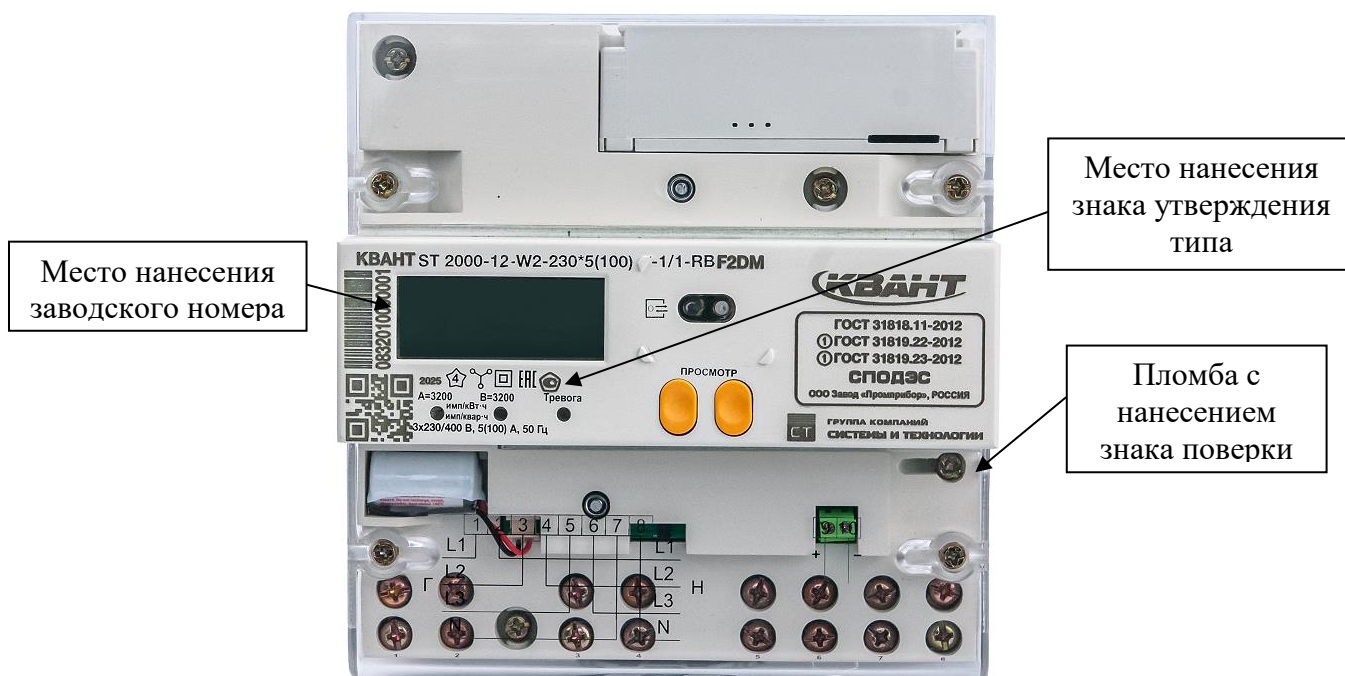


Рисунок 5 – Общий вид счетчика в исполнении корпуса типа W2 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера



Рисунок 6 – Общий вид индикаторного устройства

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) счетчика является встроенным ПО.

Встроенное ПО счетчиков разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части и записывается в счетчик на стадии его производства.

Метрологически значимая часть ПО, калибровочные коэффициенты и измеренные данные защищены протоколом передачи данных и не доступны для изменения без вскрытия счетчиков. Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов возможен с тремя уровнями доступа (публичный, чтение, конфигуратор) с устанавливаемыми паролями. Предусмотрено использование шифрования паролей и данных.

Метрологически значимая часть ПО располагается в отдельной области памяти и защищена от изменений контрольной суммой. Возможность прикладного изменения метрологически значимой части ПО исключена.

Счетчики обеспечивают возможность обновления метрологически незначимой части программного обеспечения без воздействия на метрологически значимую часть.

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

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на метрологически значимую часть встроенного ПО счетчиков и измерительную информацию.

Идентификационные данные встроенного ПО счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки) для вариантов исполнений	КВАНТ ST 2000-12-W КВАНТ ST 2000-12-W2	КВАНТ ST 2000-12-C
Идентификационное наименование ПО	ST3	ST4
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.X ¹⁾	
Цифровой идентификатор ПО	29B1	BB3D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC	
¹⁾ 1 – метрологически значимая неизменяемая часть. X – метрологически незначимая изменяемая часть, может быть представлена целыми числами от 0 до 9.		

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Обозначение исполнения счетчика	Класс точности при измерении энергии	
	Активной (по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012)	Реактивной (по ГОСТ 31819.23-2012)
КВАНТ ST 2000-12-х-х-0,5-х...х	0,5S	—
КВАНТ ST 2000-12-х-х-1-х...х	1	—
КВАНТ ST 2000-12-х-х-2-х...х	2	—
КВАНТ ST 2000-12-х-х-1/1-х...х	1	1
КВАНТ ST 2000-12-х-х-1/2-х...х	1	2
КВАНТ ST 2000-12-х-х-0,5S/1-х...х	0,5S	1
КВАНТ ST 2000-12-х-х-0,5S/2-х...х	0,5S	2
КВАНТ ST 2000-12-х-х-0,2S/1-х...х	0,2S	1
КВАНТ ST 2000-12-х-х-0,2S/2-х...х	0,2S	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков в зависимости от класса точности и типа включения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

Тип включения счётчика	Класс точности счетчика					
	1 ГОСТ 31819.21- 2012	2 ГОСТ 31819.21- 2012	0,2S ГОСТ 31819.22- 2012	0,5S ГОСТ 31819.22- 2012	1 ГОСТ 31819.23- 2012	2 ГОСТ 31819.23- 2012
Непосредственное	0,0025 I_b	0,005 I_b	—		0,0025 I_b	0,005 I_b
Трансформаторного включения	0,002 $I_{ном}$	0,003 $I_{ном}$	0,001 $I_{ном}$		0,002 $I_{ном}$	0,003 $I_{ном}$

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение, В	57,7 100 230
Базовый или номинальный ток, А	5; 10
Максимальный ток, А	10; 50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов: – сила тока – напряжение – коэффициент мощности	от 0,05 I_b (0,01 $I_{ном}$ или 0,02 $I_{ном}$) до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ $\cos\phi$ от 0,8 емк. до 0,5 инд. $\sin\phi$ от 0,5 емк. до 0,5 инд.
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	50±7,5

Наименование характеристики	Значение
Пределы основной абсолютной погрешности часов при штатном электрическом питании и питании от батареи, с/сут	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности хода часов при отключенном питании счетчика, с/сут	± 1
Средний температурный коэффициент хода часов в диапазоне рабочих температур, (с/сут)/°C	$\pm 0,03$
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения, % от $U_{ном}$	от 0 до 20
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения, % от $U_{ном}$	от 0 до 25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений положительного и отрицательного отклонения напряжения, %	$\pm 0,4$
Нормальные условия измерений, °C – температура, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 40 до 80 от 96 до 104

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии, имп/(кВт·ч)	от 800 до 8000
Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии, имп/(квар·ч)	от 800 до 8000
Количество десятичных знаков отсчетного устройства, не менее	8
Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства, кВт·ч, не менее	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока (при базовом токе, нормальной температуре и номинальной частоте), В·А, не более	0,5
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения (при номинальном значении напряжения, нормальной температуре и номинальной частоте), В·А, не более	10
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Число тарифов, не менее	4
Число временных зон, не менее	12
Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, месяцев, не менее – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	24 36

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, суток, не менее – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 30 минут, суток, не менее – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут, суток, не менее – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	93 128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, минут	30
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 минут, суток ²⁾ , не менее – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	93 128
Количество записей в журнале событий, не менее – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	384 1000
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012 – для счетчиков только активной энергии – для счетчиков активной и реактивной энергии	1 2
Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015	IP51, IP54, IP64
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с	9600
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более: – W – W2 – C	315×178×95 160×144×75 250×250×120
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 от 40 до 80 от 96 до 104
²⁾ Минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения рассчитывается по формуле $D_{\min} = \frac{I_{\text{тек}}}{30} \cdot D_{30}$, где $I_{\text{тек}}$ – текущий интервал усреднения мощности, минут; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 минут, суток.	

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы счетчика, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее,	320000

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчика офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный КВАНТ ST 2000-12 ¹⁾	ВЛСТ 419.00.000	1 шт.
Пломба свинцовая ²⁾	—	1 – 3 шт.
Леска пломбировочная ²⁾	—	1 – 3 шт.
Формуляр ³⁾	ВЛСТ 419.00.000 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации ⁴⁾	ВЛСТ 419.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки ⁴⁾	—	1 экз.
Руководство оператора ⁴⁾	ВЛСТ 419.00.000 РО	1 экз.
Индикаторное устройство ⁵⁾	—	1 шт.
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП ⁵⁾	—	1 шт.
Упаковка	—	1 шт.
Конфигурационное программное обеспечение ⁶⁾	—	1 шт.
¹⁾ Исполнение счетчика соответствует заказу. ²⁾ Количество зависит от типа корпуса. ³⁾ Поставляется в бумажном виде. ⁴⁾ В бумажном виде не поставляется. Доступно на сайте https://www.sicon.ru/ . ⁵⁾ Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях «С». ⁶⁾ Доступно на сайте https://www.sicon.ru/ .		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание и работа» руководства по эксплуатации ВЛСТ 419.00.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счётчики электрической энергии»

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2»

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 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847
«Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» п. 6.12, п. 6.13

ТУ 422860-419-10485056-17 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные КВАНТ ST 2000-12. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Завод «Промприбор»

(ООО Завод «Промприбор»)

ИНН 3328437830

Юридический адрес: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, помещ. 59

Адрес места осуществления деятельности: 600014, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Тел. (факс): 8 (4922) 53-33-77, 53-86-10

Web-сайт <http://www.sicon.ru>

E-mail support@sicon.ru

Испытательный центр

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

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Тел: (495) 544-00-00

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО»

(ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, Россия, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. № 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. 15)

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.314019

Регистрационный № 78264-20

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Прицепы и полуприцепы-цистерны УСТ 9465

Назначение средства измерений

Прицепы и полуприцепы-цистерны УСТ 9465 (далее – ПЦ и ППЦ) являются мерой полной вместимости, предназначены для транспортирования и кратковременного хранения нефтепродуктов, нефтесодержащих жидкостей и нефти с плотностью не более 1 г/см³.

Описание средства измерений

ПЦ и ППЦ являются мерой полной вместимости и изготавливаются в зависимости от грузоподъемности транспортных средств и подвижных составов. Конструкция цистерны может быть выполнена в поперечном сечении в виде чемоданообразной, овальной, эллиптической или круглой формы, состоящая из обечайки и двух днищ, ограничивающих емкость с торцов, а также перегородок, разделяющих емкость на изолированные секции и может состоять из одной или нескольких секций. Максимальное количество секций - 10. Каждая секция может иметь разную номинальную вместимость. Корпус цистерны изготовлен из стали (или алюминиевого сплава), внутри которого установлены перегородки, выполняющие так же роль поперечных волнорезов для гашения гидравлических ударов во время движения. Снаружи корпус цистерны ПЦ и ППЦ может быть тепло изолирован при помощи различных теплоизоляционных материалов (минеральная вата и другие тепло-пароизоляционные материалы). Наружная обшивка теплоизоляционных материалов может быть выполнена из листов нержавеющей, оцинкованной или иной стали, или алюминиевого сплава, или пластиковых листов, с последующим покрытием. С целью слива содержимого цистерны, во внутренней и наружной частях корпуса цистерны могут быть установлены трубопроводы, с возможностью подогрева содержимого цистерны.

В верхней части цистерны или в каждой ее секции (при наличии нескольких секций) приварена горловина с указателем уровня налива (мерный угольник), заливным люком, дыхательным клапаном, смотровым окном, воздухоотводящими трубками, в нижней части цистерны (или секций) установлены донные клапаны. На цистерне имеется площадка обслуживания в зоне обслуживания горловины. Для подъема на площадку обслуживания служит лестница.

Наполнение ПЦ и ППЦ может осуществляться через заливной люк горловины или через систему нижнего налива при использовании внешнего или собственного насоса. Опорожнение цистерны ПЦ и ППЦ происходит самотеком или при помощи насоса.

ПЦ и ППЦ выпускаются в следующих модификациях: ПЦ УСТ 9465-100, ПЦ УСТ 9465-101, ПЦ УСТ 9465-102, ПЦ УСТ 9465-103, ПЦ УСТ 9465-104, ПЦ УСТ 9465-105, ПЦ УСТ 9465-106, ПЦ УСТ 9465-107, ПЦ УСТ 9465-108, ПЦ УСТ 9465-109, ПЦ УСТ 9465-110, ПЦ УСТ 9465-111, ПЦ УСТ 9465-112, ПЦ УСТ 9465-113, ПЦ УСТ 9465-114, ПЦ УСТ 9465-115, ПЦ УСТ 9465-116,

ПЦ УСТ 9465-117, ПЦ УСТ 9465-118, ПЦ УСТ 9465-119, ПЦ УСТ 9465-120,
 ПЦ УСТ 9465-121, ПЦ УСТ 9465-122, ПЦ УСТ 9465-123, ПЦ УСТ 9465-124,
 ПЦ УСТ 9465-125, ПЦ УСТ 9465-126, ППЦ УСТ 9465-100, ПЦ УСТ 9465-127,
 ППЦ УСТ 9465-101, ПЦ УСТ 9465-128, ППЦ УСТ 9465-102, ПЦ УСТ 9465-129,
 ППЦ УСТ 9465-103, ПЦ УСТ 9465-130, ППЦ УСТ 9465-104, ПЦ УСТ 9465-131,
 ППЦ УСТ 9465-105, ПЦ УСТ 9465-132, ППЦ УСТ 9465-106, ПЦ УСТ 9465-133,
 ППЦ УСТ 9465-107, ПЦ УСТ 9465-134, ППЦ УСТ 9465-108, ПЦ УСТ 9465-135,
 ППЦ УСТ 9465-109, ПЦ УСТ 9465-136, ППЦ УСТ 9465-110, ПЦ УСТ 9465-137,
 ППЦ УСТ 9465-111, ПЦ УСТ 9465-138, ППЦ УСТ 9465-112, ПЦ УСТ 9465-139,
 ППЦ УСТ 9465-113, ПЦ УСТ 9465-140, ППЦ УСТ 9465-114, ПЦ УСТ 9465-141,
 ППЦ УСТ 9465-115, ПЦ УСТ 9465-142, ППЦ УСТ 9465-116, ПЦ УСТ 9465-143,
 ППЦ УСТ 9465-117, ПЦ УСТ 9465-144, ППЦ УСТ 9465-118, ППЦ УСТ 9465-119,
 ППЦ УСТ 9465-120, ППЦ УСТ 9465-121, ППЦ УСТ 9465-122, ППЦ УСТ 9465-123,
 ППЦ УСТ 9465-124, ППЦ УСТ 9465-125, ППЦ УСТ 9465-126, ППЦ УСТ 9465-127,
 ППЦ УСТ 9465-128, ППЦ УСТ 9465-129, ППЦ УСТ 9465-130, ППЦ УСТ 9465-131,
 ППЦ УСТ 9465-132, ППЦ УСТ 9465-133, ППЦ УСТ 9465-134, ППЦ УСТ 9465-135,
 ППЦ УСТ 9465-136, ППЦ УСТ 9465-137, ППЦ УСТ 9465-138, ППЦ УСТ 9465-139,
 ППЦ УСТ 9465-140, ППЦ УСТ 9465-141, ППЦ УСТ 9465-142, ППЦ УСТ 9465-143,
 ППЦ УСТ 9465-144, ППЦ УСТ 9465-145, ППЦ УСТ 9465-146, ППЦ УСТ 9465-147,
 ППЦ УСТ 9465-148, ППЦ УСТ 9465-149, ППЦ УСТ 9465-150, ППЦ УСТ 9465-151,
 ППЦ УСТ 9465-152, ППЦ УСТ 9465-153, ППЦ УСТ 9465-154, ППЦ УСТ 9465-155,
 ППЦ УСТ 9465-156, ППЦ УСТ 9465-157, ППЦ УСТ 9465-158, ППЦ УСТ 9465-159,
 ППЦ УСТ 9465-160, ППЦ УСТ 9465-161, ППЦ УСТ 9465-162, ППЦ УСТ 9465-163,
 ППЦ УСТ 9465-164, ППЦ УСТ 9465-165, ППЦ УСТ 9465-166, ППЦ УСТ 9465-167, которые
 отличаются геометрическими размерами и номинальной вместимостью.

Общий вид ПЦ и ППЦ представлен на рисунках 1-3.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунках 4, 5.

Заводской номер ПЦ и ППЦ наносится на табличку цистерны механическим или лазерным способом, расположенную справа или слева цистерны.



Рисунок 1 – Общий вид а) ПЦ с одной секцией, б) ППЦ с одной секцией



Рисунок 2 – Общий вид а) ПЦ с двумя секциями, б) ППЦ с двумя секциями



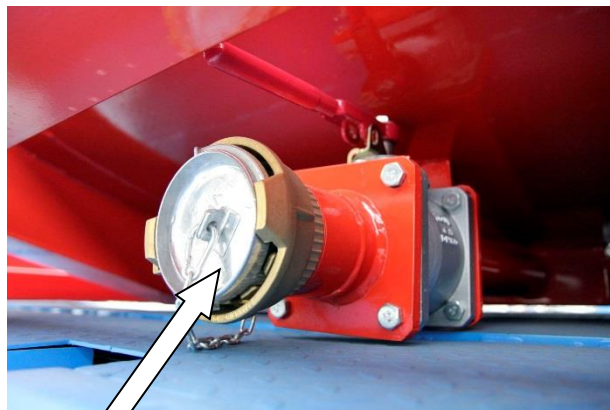
Рисунок 3 – Общий вид а) ПЦ с вариантами исполнения от одной до десяти секций, б) ППЦ с вариантами исполнения от одной до десяти секций.



Рисунок 4 – Запорный механизм крышки заливной горловины ПЦ и ППЦ



Место пломбирования



Место пломбирования

Рисунок 5 – Ручка открывания технологического отсека или заглушка открывания трубопровода слива топлива из ПЦ и ППЦ

Предусмотрено нанесение знака поверки на ПЦ или ППЦ. Схема пломбировки, предотвращающая доступ к узлам регулировки, и обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 6. Пломбы устанавливаются организацией, осуществляющей поверку, с нанесением знака поверки ударным способом.

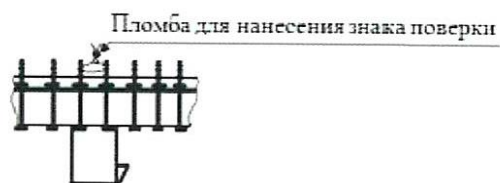
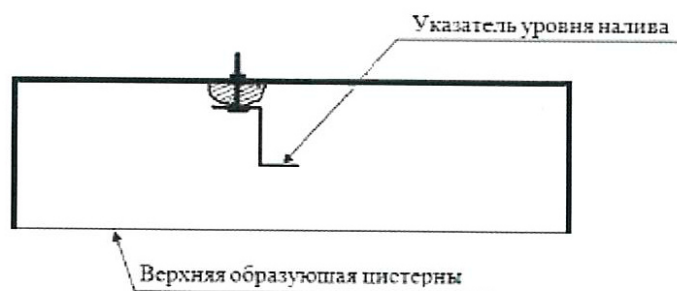


Рисунок 6 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение											
Модификация	ПЦ УСТ 9465-100	ПЦ УСТ 9465-101	ПЦ УСТ 9465-102	ПЦ УСТ 9465-103	ПЦ УСТ 9465-104	ПЦ УСТ 9465-105	ПЦ УСТ 9465-106	ПЦ УСТ 9465-107	ПЦ УСТ 9465-108	ПЦ УСТ 9465-109	ПЦ УСТ 9465-110	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Номинальная вместимость цистерны, м³	2,000± 0,050	2,500± 0,060	3,000± 0,075	3,500± 0,880	4,000± 0,100	4,500± 0,110	5,000± 0,100	5,500± 0,110	6,000± 0,120	6,500± 0,130	7,000± 0,140	
Номинальная вместимость секций, м³	от 0,5 до 2,0	от 0,5 до 2,5	от 0,5 до 3,0	от 0,5 до 3,5	от 0,5 до 4,0	от 0,5 до 4,5	от 0,5 до 5,0	от 0,5 до 5,5	от 0,5 до 6,0	от 0,5 до 6,5	от 0,5 до 7,0	
Количество секций	от 1 до 5 включительно											
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4											
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м³, не более	0,0020	0,0025	0,0030	0,0035	0,0040	0,0045	0,0050	0,0055	0,0060	0,0065	0,0070	
Время слива цистерны (секций) самотеком мин, не более	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32	
Разность между номинальной и действительной вместимостью цистерны (секций), %, не более	±2,5						±2,0					
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	10000×2550×4000											
Снаряженная масса, кг, не более	3500						4000					
Полная масса, кг, не более	8000						11000					
Примечание: * При периодической проверке												

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

[illegible]

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
Модификация	ПЦ УСТ 9465-122	ПЦ УСТ 9465-123	ПЦ УСТ 9465-124	ПЦ УСТ 9465-125	ПЦ УСТ 9465-126, ППЦ УСТ 9465-100	ПЦ УСТ 9465-127, ППЦ УСТ 9465-101	ПЦ УСТ 9465-128, ППЦ УСТ 9465-102	ПЦ УСТ 9465-129, ППЦ УСТ 9465-103	ПЦ УСТ 9465-130, ППЦ УСТ 9465-104	ПЦ УСТ 9465-131, ППЦ УСТ 9465-105	ПЦ УСТ 9465-132, ППЦ УСТ 9465-106
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальная вместимость цистерны, м ³	13,000± 0,195	13,500± 0,200	14,000± 0,210	14,500± 0,217	15,00± 0,225	15,500± 0,232	16,000± 0,240	16,500± 0,250	17,000± 0,255	17,500± 0,262	18,00± 0,270
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 13,0	от 0,5 до 13,5	от 0,5 до 14,0	от 0,5 до 14,5	от 0,5 до 15,0	от 0,5 до 15,5	от 0,5 до 16,0	от 0,5 до 16,5	от 0,5 до 17,0	от 0,5 до 17,5	от 0,5 до 18,0
Количество секций	от 1 до 7 включительно										
Пределы допускаемой отно- сительной погрешности вместимости цистерны (сек- ций)*, %	±0,4										
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,0130	0,0135	0,0140	0,0145	0,0150	0,0155	0,0160	0,0165	0,0170	0,0175	0,0180
Время слива цистерны (сек- ций) самотеком, мин, не бо- лее	56	58	60	62	64	66	68	70	72	74	76
Разность между номиналь- ной и действительной вме- стимостью цистерны (сек- ций), %, не более	±1,5										
Габаритные размеры (длина× ширина×высота), мм, не более	12000×2550×4000					17000×2550×4000					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Снаряженная масса, кг, не более	7800				8200			8500			
Полная масса, кг, не более	22300				24200			26500			
Примечание: * При периодической поверке											

Таблица 4 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
Модификация	ПЦ УСТ 9465-133, ППЦ УСТ 9465-107	ПЦ УСТ 9465-134, ППЦ УСТ 9465-108	ПЦ УСТ 9465-135, ППЦ УСТ 9465-109	ПЦ УСТ 9465-136, ППЦ УСТ 9465-110	ПЦ УСТ 9465-137, ППЦ УСТ 9465-111	ПЦ УСТ 9465-138, ППЦ УСТ 9465-112	ПЦ УСТ 9465-139, ППЦ УСТ 9465-113	ПЦ УСТ 9465-140, ППЦ УСТ 9465-114	ПЦ УСТ 9465-141, ППЦ УСТ 9465-115	ПЦ УСТ 9465-142, ППЦ УСТ 9465-116	ПЦ УСТ 9465-143, ППЦ УСТ 9465-117
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальная вместимость цистерны, м ³	19,000±0,285	19,500±0,292	20,000±0,300	20,500±0,307	21,000±0,315	21,500±0,322	22,000±0,330	22,500±0,337	23,000±0,345	23,500±0,352	24,000±0,360
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 19,0	от 0,5 до 19,5	от 0,5 до 20,0	от 0,5 до 20,5	от 0,5 до 21,0	от 0,5 до 21,5	от 0,5 до 22,0	от 0,5 до 22,5	от 0,5 до 23,0	от 0,5 до 23,5	от 0,5 до 24,0
Количество секций	от 1 до 7 включительно										
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4										
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,0190	0,0195	0,0200	0,0205	0,0210	0,0215	0,0220	0,0225	0,0230	0,0235	0,0240

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Время слива цистерны (секций) самотеком, мин, не более	78	80	82	84	86	88	90	92	94	96	98
Разность между номинальной и действительной вместимостью цистерны (секций), %, не более	±1,5										
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	18000×2550×4000										
Снаряженная масса, кг, не более	9200			9850							
Полная масса, кг, не более	29200			33800							
Примечание: * При периодической поверке											

Таблица 5 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
Модификация	ПЦ УСТ 9465-144, ППЦ УСТ 9465-118	ППЦ УСТ 9465-119	ППЦ УСТ 9465-120	ППЦ УСТ 9465-121	ППЦ УСТ 9465-122	ППЦ УСТ 9465-123	ППЦ УСТ 9465-124	ППЦ УСТ 9465-125	ППЦ УСТ 9465-126	ППЦ УСТ 9465-127	ППЦ УСТ 9465-128
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальная вместимость цистерны, м ³	25,000±0,375	25,500±0,382	26,000±0,390	26,500±0,397	27,000±0,400	27,500±0,410	28,000±0,420	28,500±0,427	29,000±0,435	29,500±0,442	30,000±0,450
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 25,0	от 0,5 до 25,5	от 0,5 до 26,0	от 0,5 до 26,5	от 0,5 до 27,0	от 0,5 до 27,5	от 0,5 до 28,0	от 0,5 до 28,5	от 0,5 до 29,0	от 0,5 до 29,5	от 0,5 до 30,0

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Количество секций	от 1 до 10 включительно										
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	$\pm 0,4$										
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны(секций), м ³ , не более	0,0250	0,0255	0,0260	0,0265	0,0270	0,0275	0,0280	0,0285	0,0290	0,0295	0,0300
Время слива цистерны (секций) самотеком, мин, не более	100	102	104	106	108	110	112	114	116	118	120
Разность между номинальной и действительной вместимостью цистерны (секций), %, не более	$\pm 1,5$										
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	18000×2550×4000										
Снаряженная масса, кг, не более	10300			10950				11800			
Полная масса, кг, не более	36300			38950				41800			
Примечание: * При периодической поверке											

Таблица 6 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
Модификация	ППЦ УСТ 9465-129	ППЦ УСТ 9465-130	ППЦ УСТ 9465-131	ППЦ УСТ 9465-132	ППЦ УСТ 9465-133	ППЦ УСТ 9465-134	ППЦ УСТ 9465-135	ППЦ УСТ 9465-136	ППЦ УСТ 9465-137	ППЦ УСТ 9465-138	ППЦ УСТ 9465-139
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальная вместимость цистерны, м³	30,500± 0,457	31,000± 0,465	31,500± 0,472	32,000± 0,480	32,500± 0,480	33,000± 0,495	33,500± 0,495	34,000± 0,510	34,500± 0,517	35,000± 0,525	35,500± 0,532
Номинальная вместимость секций, м³	от 0,5 до 30,5	от 0,5 до 31,0	от 0,5 до 31,5	от 0,5 до 32,0	от 0,5 до 32,5	от 0,5 до 33,0	от 0,5 до 33,5	от 0,5 до 34,0	от 0,5 до 34,5	от 0,5 до 35,0	от 0,5 до 35,5
Количество секций	от 1 до 10 включительно										
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4										
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м³, не более	0,0305	0,0310	0,0315	0,0320	0,0325	0,0330	0,0335	0,0340	0,0345	0,0350	0,0355
Время слива цистерны (секций) самотеком, мин, не более	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142
Разность между номинальной и действительной вместимостью цистерны (секций), %, не более	±1,5										
Габаритные размеры (длина× ширина× высота), мм, не более	18000×2550×4000										

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Снаряженная масса, кг, не более	12800				13700				14700		
Полная масса, кг, не более	44800				47700				50200		
Примечание: * При периодической поверке											

Таблица 7 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
Модификация	ППЦ УСТ 9465-140	ППЦ УСТ 9465-141	ППЦ УСТ 9465-142	ППЦ УСТ 9465-143	ППЦ УСТ 9465-144	ППЦ УСТ 9465-145	ППЦ УСТ 9465-146	ППЦ УСТ 9465-147	ППЦ УСТ 9465-148	ППЦ УСТ 9465-149	ППЦ УСТ 9465-150
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальная вместимость цистерны, м ³	36,000± 0,540	36,500± 0,547	37,000± 0,555	37,500± 0,562	38,000± 0,570	38,500± 0,577	39,000± 0,585	39,500± 0,592	40,000± 0,600	40,500± 0,607	41,000± 0,615
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 36,0	от 0,5 до 36,5	от 0,5 до 37,5	от 0,5 до 37,5	от 0,5 до 38,0	от 0,5 до 38,5	от 0,5 до 39,0	от 0,5 до 39,5	от 0,5 до 40,0	от 0,5 до 40,5	от 0,5 до 41,0
Количество секций	от 1 до 10 включительно										
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4										
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,0360	0,0365	0,0370	0,0375	0,0380	0,0385	0,0390	0,0395	0,0400	0,0405	0,0410
Время слива цистерны (секций) самотеком, мин, не более	144	146	148	150	152	154	156	158	160	162	164

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Разность между номинальной и действительной вместимостью цистерны (секций), %, не более	±1,5										
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	18000×2550×4000										
Снаряженная масса, кг, не более	15600			16500				17600			
Полная масса, кг, не более	52600			55500				58600			
Примечание: * При периодической поверке											

Таблица 8 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение										
Модификация	ППЦ УСТ 9465-151	ППЦ УСТ 9465-152	ППЦ УСТ 9465-153	ППЦ УСТ 9465-154	ППЦ УСТ 9465-155	ППЦ УСТ 9465-156	ППЦ УСТ 9465-157	ППЦ УСТ 9465-158	ППЦ УСТ 9465-159	ППЦ УСТ 9465-160	ППЦ УСТ 9465-161
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Номинальная вместимость цистерны, м³	42,000± 0,630	42,500± 0,637	43,000± 0,645	43,500± 0,652	44,000± 0,660	44,500± 0,667	45,000± 0,675	45,500± 0,682	46,000± 0,690	46,500± 0,697	47,000± 0,705
Номинальная вместимость секций, м³	от 0,5 до 42,0	от 0,5 до 42,5	от 0,5 до 43,0	от 0,5 до 43,5	от 0,5 до 44,0	от 0,5 до 44,5	от 0,5 до 45,0	от 0,5 до 45,5	от 0,5 до 46,0	от 0,5 до 46,5	от 0,5 до 47,0
Количество секций	от 1 до 10 включительно										

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4										
Не сливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м³, не более	0,0420	0,0425	0,0430	0,0435	0,0440	0,0445	0,0450	0,0455	0,0460	0,0465	0,0470
Время слива цистерны (секций) само-теком, мин, не более	166	168	170	172	174	176	178	180	182	184	186
Разность между номинальной и действительной вместимостью цистерны секций), %, не более	±1,5										
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	18000×2550×4000										
Снаряженная масса, кг, не более	18700			19500				19900			
Полная масса, кг, не более	61700			64500				60350			
Примечание: * При периодической поверке											

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим или ударным способом на маркировочную табличку, прикрепляемую на цистерну, и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и формуляра.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прицеп (полуприцеп)-цистерна	-	1 шт.
Огнетушитель	-	2 шт.
Ёмкость для песка	-	1 шт.
Заземляющее устройство	-	1 шт.
Цепь походного заземления	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на насос (при наличии)	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	9465.00.00.000 РЭ	1 экз.
Формуляр	9465.00.00.000 Ф	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» руководства по эксплуатации 9465.00.00.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 29.20.23-143-53838447-2019 Прицепы и полуприцепы-цистерны УСТ 9465. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «УралСпецТранс»
(ООО «УралСпецТранс»)
ИНН 7415029514
Адрес: 456320, Челябинская обл., г. Миасс, пр-кт Макеева, д. 56
Телефон (факс): (3513) 54-63-00, (351) 215-67-77
E-mail: kulikov_sn@ust.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области»
(ФБУ «УРАЛТЕСТ»)
Адрес: 620990, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 2а
Телефон: (343) 350-25-83
Факс: (343) 350-40-81
Web-сайт: www.uraltest.ru
E-mail: uraltest@uraltest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13

Регистрационный № 85869-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов, передачи данных в утвержденных форматах в АО «АТС» и другие заинтересованные организации. В состав Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» входят Ириклинская ГРЭС и Ириклинская ГЭС.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя: устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями АИИС КУЭ, коммуникационное оборудование. УСПД имеет встроенный модуль системы обеспечения единого времени на базе ГЛОНАСС/GPS – приемника точного времени.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных АИИС КУЭ (сервер ИВК), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

АИИС КУЭ обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;

- средних значений активной и реактивной мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;

- календарного времени и интервалов времени.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений. Далее информация поступает на ИВК АИИС КУЭ.

ИВК автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из УСПД данных коммерческого учета электрической энергии и записей журнала событий, производятся необходимые расчеты (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН). Считанные данные записываются на жесткий диск сервера ИВК (заносятся в базу данных). 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 электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт счетчиков.

Формирование и передача информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках регламента ОРЭМ осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. Результаты измерений электрической энергии передаются в целых числах. При необходимости файл подписывается электронной подписью (ЭП) субъекта рынка.

По запросу коммерческого оператора (КО) обеспечивается дистанционный доступ к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера или АРМ ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция часов УСПД производится автоматически от встроенного приемника сигналов спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС), входящего в комплект УСПД. Коррекция времени в счетчиках выполняется УСПД автоматически, один раз в 30 минут во время опроса, при обнаружении расхождения времени УСПД и счетчика более чем на ± 2 с. Коррекция времени сервера ИВК производится от УСПД автоматически, один раз в полчаса во время опроса, при обнаружении расхождения времени УСПД и сервера ИВК более чем на ± 2 с.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим

данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Заводской номер 4222200.081 средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским образом. Заводские номера измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed 976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТГ-1	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
2	ТГ-2	ТШЛ 12000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47957-11	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51674-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ТГ-3	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ТГ-4	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОЛ-ЭК 20000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ТГ-5	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
6	ТГ-6	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ТГ-7	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
8	ТГ-8	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
9	ГГ-3	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
10	ГГ-4	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ГГ-5	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
12	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС - Газовая; В-10, В-12	ТФЗМ 500Б-1 У1 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 76144-19 ТФНКД-500 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 71785-18 ТФНКД-500 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 85048-22 ТФЗМ 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 89350-23	ДФК 525 500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 23743-02	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС - Житикара	IMB 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 32002-06	CPB 550 500000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
14	ВЛ 500 кВ Магнитогорская - Ириклинская ГРЭС; В-50, В-52	ТФНКД-500 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 85048-22 ТФЗМ 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 89301-23	DFK 525 500000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 23743-02	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
15	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Рысаево	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Новотроицкая 2	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
17	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС – Орская 2	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
18	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Орская 1	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
19	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС - Киембай	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	CPB 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ВЛ 220кВ Ириклинская ГРЭС – Новотроицкая 1	ТВ 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64181-16	СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
21	1 ОВВ- 220кВ	ТФНД-220-1 1200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3694-73	СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 15853-06	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
22	2 ОВВ-220кВ	ТФНД-220-IV 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76302-19	СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11 СРВ 245 220000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
23	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Приморская	ТФЗМ 110Б-IV 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26422-04	ЕТН-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
24	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Ириклинская ГЭС с отпайкой на ПС Строительная (Учёт со стороны ГРЭС)	ТФНД-110М-II 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 80597-20	ЕТН-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
25	ВЛ 110 кВ Ириклинская ГРЭС - ГПП-4 Гая с отпайкой на ПС Строительная	ТВГ-УЭТМ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 52619-13	ЕТН-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС – ЦРЛ с отпайкой на ПС Щебазовд	ТВГ-УЭТМ 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 52619-13	ETH-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
27	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Новоорская	LR 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 74457-19	ETH-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
28	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Теренсай	LR 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 74457-19	ETH-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
29	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - КС-16	ТВ-110 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 58640-14	ETH-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
30	ОВВ- 110кВ	ТФНД-110М-II 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 80597-20	ETH-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 87797-22	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
31	ВЛ-110 кВ Ириклинская ГЭС - Бурибай-1	ТБМО-110- УХЛ1 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 89925-23	TVI145 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
32	ВЛ-110кВ Ириклинская ГЭС - Акъяр	ТБМО-110- УХЛ1 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 89925-23	TVI145 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
33	СОВ- 110кВ	TG 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ВЛ-110кВ Ириклинская ГЭС – ГПП-2 Гая	TG 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ 3000 Рег. № 17049-14
35	ВЛ-110кВ Ириклинская ГРЭС - Ириклинская ГЭС с отпайкой на ПС Строительная (Учёт со стороны ГЭС)	TG 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
36	ВЛ-110кВ Ириклинская ГЭС - Колпакская	TG 200/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 75894-19	TVI145 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 71404-18	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 3-11, 23-26, 30, 33-35	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
2, 27-29, 31, 32, 36	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
12, 14-19, 21, 22	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,0	2,8
13, 20	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	

Примечания:

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

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -35 до +35 от -40 до +60 от 0 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 140000 2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	100000 24 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45

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.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ 20	21
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ	3
Трансформаторы тока	ТПОФ	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ 500Б-I У1	3
Трансформаторы тока	ТФНКД-500	5
Трансформаторы тока	ТФЗМ	4
Трансформаторы тока	ІМВ 550	3
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	18
Трансформаторы тока	ТВ	3
Трансформаторы тока	ТФНД-220-IV	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-II	6
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ	6
Трансформаторы тока встроенные	LR	6
Трансформаторы тока	ТВ-110	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110-УХЛ1	6
Трансформаторы тока	TG	12
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-20-63	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-20-63	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	3
Трансформаторы напряжения емкостные	ДФК 525	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	3
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	12
Трансформаторы напряжения	ETH-110	6
Трансформаторы напряжения	TVI145	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	30
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Устройства синхронизации времени	встроенный источник времени ГЛОНАСС/GPS в ЭКОМ-3000	3
Сервера ИБК:		
основной сервер	HP DL380pGen9	1
резервный сервер	HP DL380pGen9	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	3
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Формуляр	НВЦП 422200.81 ФО	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Филиала «Ириклинская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601.

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 «Интер РАО – Электрогенерация»

(АО «Интер РАО – Электрогенерация»)

ИНН 7704784450

Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 1

Телефон: +7 (35363) 5-13-59

Факс: +7 (35363) 5-16-88

E-mail: secretary_igres@interrao.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Интер РАО – Электрогенерация»

(АО «Интер РАО – Электрогенерация»)

ИНН 7704784450

Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 1

Адрес: 462803, Оренбургская обл., Новоорский р-н, п. Энергетик

Телефон: +7 (35363) 5-13-59

Факс: +7 (35363) 5-16-88

E-mail: secretary_igres@interrao.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»

(ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, офис 15

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц RA.RU.312601