

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» ноября 2021 г. № 2476

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Расходомеры многофазные	Pietro Fiorentini	-	74242-19	Pietro Fiorentini S.p.A, Италия	-	МП 0731-9-2018	-	Общество с ограниченной ответственностью «Фиорентини РУС» (ООО «Фиорентини РУС»), г. Москва	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
2.	Расходомеры- счетчики газа и пара	моделей XGF868i, XGM868i, XGS868i	-	59891-15	Фирма «Baker Hughes EMEA Unlimited Company», Ирландия	-	МП-101-30151- 2014	-	ООО «Бейкер Хьюз Рус Инфра», г. Москва	ООО ЦМ «СТП», г. Казань
3.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Кировградский завод твердых сплавов"	-	001	38825-08	Общество с ограниченной ответственностью «Прософт- Системы» (ООО «Прософт- Системы»), г. Екатеринбург	МП 38825-08	-	МП 0268-2021	Акционерное общество «Кировоградский завод твердых сплавов» (АО «КЗТС»), Свердловская область, г. Кировоград	ФБУ «УРАЛТЕСТ», г. Екатеринбург

4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала "Марий Эл и Чувашии" ПАО "Т Плюс" (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2)	-	01	63698-16	Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «Системы и технологии» (ЗАО ИТФ «Системы и технологии»), г. Владимир	МП 63698-16	-	ВЛСТ 1109.00.000 МП	Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс», г. Чебоксары, Чувашская Республика	ФБУ "Марийский ЦСМ", Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 618	-	330/2007	78382-20	Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз», (ООО «ИМС Индастриз»), г. Москва	НА.ГНМЦ.0 321-19 МП	-	НА.ГНМЦ.0321-19 МП с изменением №1	ТПП «РИТЭК-Самара-Нефть» ООО «РИТЭК», г. Самара	ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» ноября 2021 г. № 2476

Регистрационный № 78382-20

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 618

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 618 (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматического измерения массы нефти при проведении учетных операций при сдаче нефти ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» ООО «РИТЭК» в магистральный нефтепровод АО «Транснефть-Приволга».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти, реализованного с применением счетчиков-расходомеров массовых.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), щелевого пробозаборного устройства, системы сбора и обработки информации и управления (далее по тексту – СОИ), трубопоршневой поверочной установки (ТПУ).

Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей и одной резервно-контрольной измерительных линий (ИЛ).

На входном коллекторе БИЛ установлены следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);
- пробозаборное устройство щелевого типа;
- манометр для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63).

В состав каждой ИЛ входят следующие СИ и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);
- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF400 (регистрационный № 81622-21);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);

- датчики разности давления «Метран-100» (регистрационный № 22235-01) или датчики разности давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- фильтр фирмы «Plenty» с дренажным краном;
- манометр для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63);
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

На выходном коллекторе БИЛ установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- манометр для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63).

БИК выполняет функции контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);
- преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (регистрационные № 15644-06, № 52638-13);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный 7829 (регистрационный № 15642-06) или преобразователи плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15);
- счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш (регистрационный № 26776-04);
- два влагомера нефти поточные УДВН-1пм (регистрационные № 38648-08, № 14557-15);
- анализатор серы рентгеноабсорбционный «SPECTRO 682Т-НР» в потоке жидких углеводородов, находящихся под давлением (регистрационный № 32215-06);
- два пробоотборника для автоматического отбора проб;
- пробоотборник для ручного отбора проб;
- манометры для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63);
- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

В узле ТПУ установлены следующие СИ и технические средства:

- установка трубопоршневая «Сапфир М» (регистрационный № 23520-02);
- преобразователи измерительные 644, 3144Р (регистрационные № 14683-04, № 14683-09) или преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р (регистрационный № 56381-14) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационные № 22257-05, № 22257-11) или с термопреобразователем сопротивления Rosemount 0065 (регистрационный № 53211-13);
- преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационные № 14061-04, № 14061-10, № 14061-15);

– манометры для точных измерений типа МТИ модели 1246 (регистрационный № 1844-63);

– термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (регистрационный № 303-91).

В состав СОИ СИКН входят следующие СИ и технические средства:

– комплекс измерительно-вычислительный «ИМЦ-03» (регистрационный № 19240-05);

– автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ), с реализованным на нем программным обеспечением верхнего уровня «Форвард», оборудованное персональным компьютером со специализированным программным обеспечением и средствами отображения и печати.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

– измерение массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;

– вычисление массы нетто нефти как разность массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в лаборатории, массовой доли воды, определенной в лаборатории или определенной по результатам измерений объемной доли воды с помощью влагомера нефти поточного;

– измерение в БИК объемной доли воды в нефти, плотности и вязкости нефти;

– измерение давления и температуры нефти;

– проведение контроля метрологических характеристик и поверки СРМ с применением стационарной ТПУ и ПП;

– отбор проб (автоматический и ручной) согласно ГОСТ 2517-2012;

– контроль параметров измеряемой среды, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 и в АРМ оператора.

Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 1, 2.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Нефть, нефтепродукты. Преобразователи массового расхода
Номер версии (идентификационный номер) ПО	350.02.01.00 АВ
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 –Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти СИКН, т/ч	от 71 до 255
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – диапазон плотности, кг/м ³ – диапазон давления, МПа – диапазон температуры, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая, сСт, не более – содержание свободного газа, %	от 780 до 880 от 0,348 до 3,5 от +25,0 до +50,0 0,5 0,05 100 40 не допускается
Режим работы СИКН	периодический
Параметры электропитания: – напряжение питания сети, В – частота питающей сети, Гц	380±38/220±22 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -40,0 до +50,0
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 618, зав. №330/2007	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 887-2019 «ГСИ. Масса нефти. Методика системой измерений количества и показателей качества нефти №618», ФР.1.29.2019.34641.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 618

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47А

Телефон (факс): +7 (495) 221-10-50, +7 (495) 221-10-51

Web-сайт: <http://www.imsholding.ru>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-78-68

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366 от 27.07.2017 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры многофазные Pietro Fiorentini

Назначение средства измерений

Расходомеры многофазные Pietro Fiorentini (далее – расходомеры) предназначены для непрерывных автоматизированных измерений массового расхода и массы скважинной жидкости, нефти и воды, а также объемного расхода и объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной или газоконденсатной смеси без предварительной сепарации многофазного потока.

Описание средства измерений

Расходомеры имеют модульную конструкцию. В общем случае применяются следующие модули: модуль перепада давления, модуль гамма-плотномера, модуль импеданса, модуль скорости потока, модуль NIR.

Модуль перепада давления состоит из трубки Вентури, изготовленной в соответствии с ISO 5167-4:2003 и многопараметрического преобразователя давления, перепада давления и температуры потока. Модуль перепада давления служит для определения общего объемного или массового расхода многофазного потока нефтегазоводяной или газоконденсатной смеси. Данный модуль присутствует во всех исполнениях расходомеров. Стандартные значения коэффициента β трубок Вентури находится в диапазоне от 0,5 до 0,8.

Для измерения давления, перепада давления на трубке Вентури и температуры в расходомерах используются измерительные преобразователи давления, температуры и перепада давления.

Модуль гамма-плотнера включает в себя высокоскоростной гамма-плотномер, служащий для прямых динамических измерений плотности измеряемой среды и для косвенных измерений объемной доли газовой фазы в потоке измеряемой среды с использованием закона де Пира. Частота измерений плотности составляет 125 Гц, что позволяет отслеживать изменения плотности измеряемой среды, вызванные изменением содержания свободной газовой фазы в потоке в реальном времени.

Модуль импеданса представляет собой серию пар электродов, установленных последовательно по потоку, служащих для измерения электрической емкости и электрической проводимости. В случае, если жидкая фаза измеряемого многофазного потока является водонефтяной эмульсией, модуль импеданса выполняет измерения электрической проводимости среды. В случае, если жидкая фаза измеряемого многофазного потока является нефтеводной эмульсией, модуль импеданса выполняет измерения электрической емкости измеряемой среды. На основе из меренных значений проводимости или емкости рассчитывается объемная доля воды и газа в потоке измеряемой среды. Переключение между режимами измерений емкости и проводимости происходит автоматически. Частота сбора данных с модуля импеданса составляет 125 Гц.

Так же, на основе сдвига по времени сигнала между парами датчиков, установленных последовательно, методом кросс-корреляции измеряется скорость потока измеряемой среды.

Модуль скорости потока состоит из серии пьезоэлементов, установленных в трубе расходомера, при помощи которых по изменению давления определяется скорость потока. Изменение давления вызвано движением гидродинамических возмущений в потоке – различных вихрей и турбулентностей. По задержке сигнала от двух последовательно установленных пьезоэлементов методом кросс-корреляции определяется скорость потока.

Модуль NIR является оптическим преобразователем содержания воды в измеряемой среде. Технология работы модуля NIR основана на принципе дифференциальной оптической абсорбционной спектроскопии.

Расходомеры выпускаются в исполнениях: Flowatch 3i, Flowatch HS, Xtreme S, Xtreme HS, Xtreme SHS, Totem и Totem HS. Исполнения отличаются составом модулей, входящих в состав расходомера. Информация о модулях, входящих в состав исполнений расходомеров, приведена в таблице 1.

Таблица 1. Информация о модулях, используемых в расходомерах различных исполнений

Исполнение	Модуль перепада	Модуль импеданса	Гамма-плотномер	Модуль скорости*	Модуль NIR*
Flowatch 3i	Да	Да	Нет	Нет	Нет
Flowatch HS	Да	Да	Да	Нет	Нет
Xtreme S	Да	Нет	Нет	Да	Да
Xtreme HS	Да	Нет	Да	Нет	Да
Xtreme SHS	Да	Нет	Да	Да	Да
Totem	Да	Да	Нет	Да	Да
Totem HS	Да	Да	Да	Да	Да
Примечание: модуль скорости и модуль NIR являются опциональными модулями для всех исполнений, кроме исполнения Totem, куда они входят по умолчанию.					

Расходомеры могут поставляться в подогреваемом теплоизолированном блок-боксе или в комплекте с солнцезащитным навесом. Фотографии общего вида расходомеров приведены на рисунке 1, места пломбирования показаны на рисунке 2.



Рис. 1 Общий вид расходомера, и расходомера, смонтированного вместе с компьютером потока на единой раме.

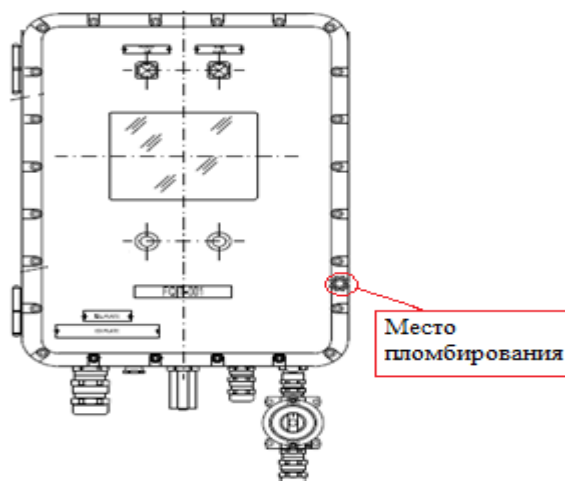


Рис. 2. Место пломбирования расходомеров.

Программное обеспечение

Программное обеспечение расходомеров реализовано в компьютере потока, являющемся программируемым вычислительным устройством, и выполняет функции опроса первичных преобразователей давления, перепада давления, температуры и остальных модулей расходомера и преобразовании полученных от них сигналов.

На основании полученных от модулей расходомера данных рассчитываются выходные параметры – масса и массовый расход скважинной жидкости, масса и массовый расход нефти, объем и объемный расход попутного нефтяного газа.

Приведение измеренных величин к стандартным условиям осуществляется с применением PVT зависимостей, реализованных в программном обеспечении расходомера.

Связь между компьютером потока и первичными преобразователями расходомера осуществляется по протоколам HART и RS422. Связь между компьютером потока и SCADA-системой верхнего уровня может быть осуществлена по протоколам RS485/422 или RS232. Связь между компьютером потока и персональным компьютером может быть осуществлена по протоколам Ethernet и TCP/IP.

Компьютер потока может быть смонтирован как вместе с расходомером на одной раме, так и отдельно от него.

Сведения об идентификационных данных программного обеспечения расходомеров приведена в таблице 2.

Таблица 2. Идентификационные данные программного обеспечения.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FlowCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 36130
Цифровой идентификатор ПО	Не применяется

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики расходомеров приведены в таблицах 3 - 9.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики расходомеров всех исполнений

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода сырой нефти в составе нефтегазоводяной смеси, т/ч	от 0 до 5000*
Диапазон измерений объемного расхода попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси в рабочих условиях, м ³ /ч	от 0 до 9500*
Диапазон приведенной к стандартным условиям плотности измеряемой среды кг/м ³	от 0,5 до 3000
Диапазон объемного содержания свободного газа в измеряемой среде, %	от 0 до 100
Диапазон объемного влагосодержания сырой нефти, %	от 0 до 100
Примечание: *приведен общий для всей линейки расходомеров диапазон измерений.	

Т а б л и ц а 4 - Основные метрологические характеристики расходомеров исполнений Flowatch 3i и Flowatch HS

Наименование характеристики	Flowatch 3i	Flowatch HS
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 5,0	±2,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 10,0	± 5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды, %		
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 70 %	± 10,0	± 6,0
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70 до 95 %	± 15,0	± 15,0
- при содержании объемной доли воды свыше 95 %	не нормируется	
Рекомендуемый диапазон объемного содержания свободного газа в потоке измеряемой среды (GVF), %	от 0 до 90	
Примечание: *приведен общий для всей линейки расходомеров диапазон измерений.		

Т а б л и ц а 5 – Основные метрологические характеристики расходомеров исполнения Totem

Наименование характеристики	Значение				
Рекомендуемый диапазон GVF, %	от 0 до 90	от 90 до 95	от 95 до 97	от 97 до 99	свыше 99
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 5,0	± 10,0	± 12,0	±18,0	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 10,0	± 4,0			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды, %					
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 70 %	± 10,0	не нормируется			
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70 до 95 %	± 15,0	не нормируется			
- при содержании объемной доли воды свыше 95 %	не нормируется				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания сырой нефти	не нормируется	± 4,0		±5,0	

Т а б л и ц а 6 – Основные метрологические характеристики расходомеров исполнения Totem HS

Наименование характеристики	Значение				
Рекомендуемый диапазон GVF, %	от 0 до 90	от 90 до 95	от 95 до 97	от 97 до 99	свыше 99
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 2,5	± 5,0	± 10,0	±15,0	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 5,0	± 2,0			
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти без учета воды, %					
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 0 до 70 %	± 6,0	не нормируется			
- при содержании объемной доли воды в сырой нефти от 70 до 95 %	± 15,0	не нормируется			
- при содержании объемной доли воды свыше 95 %	не нормируется				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания сырой нефти	не нормируется	± 4,0		±5,0	

Т а б л и ц а 7 – Основные метрологические характеристики расходомеров исполнения Xtreme SHS

Наименование характеристики	Значение			
	от 90 до 95	от 95 до 97	от 97 до 99	свыше 99
Рекомендуемый диапазон GVF, %				
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	± 5,0	± 10,0	±15,0	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,0			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания сырой нефти	± 4,0		±5,0	

Т а б л и ц а 8 – Основные метрологические характеристики расходомеров исполнения Xtreme S

Наименование характеристики	Значение			
	от 90 до 95	от 95 до 97	от 97 до 99	свыше 99
Рекомендуемый диапазон GVF, %				
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 10,0$	$\pm 12,0$	$\pm 18,0$	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	$\pm 4,0$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания сырой нефти	$\pm 4,0$		$\pm 5,0$	

Т а б л и ц а 9 – Основные метрологические характеристики расходомеров исполнения Xtreme HS

Наименование характеристики	Значение			
	от 90 до 95	от 95 до 97	от 97 до 99	свыше 99
Рекомендуемый диапазон GVF, %				
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %	$\pm 5,0$	$\pm 10,0$	$\pm 15,0$	не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	$\pm 4,0$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемного влагосодержания сырой нефти	$\pm 4,0$		$\pm 5,0$	

Основные технические характеристики расходомеров и параметры измеряемой среды приведены в таблице 10.

Т а б л и ц а 10 - Основные технические характеристики расходомеров и параметры измеряемой среды.

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефтегазоводяная смесь, газоконденсатная смесь
Избыточное давление измеряемой среды, МПа, не более	34,5
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от -40 до +120
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от -55 до +80*
Кинематическая вязкость измеряемой среды, сСт, не более	не нормируется
Средний срок службы, лет:	35
Наработка на отказ, ч	285700
Параметры электропитания расходомеров	
Род тока	Постоянный/Переменный
Частота переменного тока, Гц	от 50 до 60
Напряжение, В:	24 (постоянный ток) 110-120 (переменный ток) 220-230 (переменный ток)
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	0,01
Примечание* При температуре окружающей среды ниже -20 ° С расходомер должен быть установлен внутри подогреваемого блок-бокса. Если температура поверхности расходомера выше + 70 ° С из-за солнечного излучения, расходомер должен быть снабжен солнцезащитным навесом.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Комплектность средства измерений.

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер многофазный Pietro Fiorentini		Согласно контракту на поставку
Комплект монтажных частей		
Комплект ЗИП		
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Методика поверки	МП 0731-9-2018	1 экз.

Комплект поставки расходомеров может дополняться по условиям контракта на поставку.

Сведения о методиках (методах) измерений отсутствуют

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования расходомерам многофазным Pietro Fiorentini

ГОСТ 8.637-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков

ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества, извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

Техническая документация фирмы изготовителя

Изготовитель

Pietro Fiorentini S.p.A, Италия

Адрес: 36057 Arcugnano (VI), Via E. Fermi, 8/10

Тел.: +39 02 696 14 21

Факс: +39 02 688 04 57

E-mail: sales@fiorentini.com

Web-сайт: www.fiorentini.com

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., 19

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

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» ноября 2021 г. № 2476

Регистрационный № 63698-16

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным

значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с.

По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных через интерфейс RS-232 на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

В ИВК «ИКМ-Пирамида», располагающемся в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2), производится сбор, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Сервер ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-1, корректировка часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов УСПД производится независимо от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет $\pm 1,5$ с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClient s.dll	CalcLeaka ge.dll	CalcLosse s.dll	Metrology .dll	ParseBin.d ll	ParseIEC. dll	ParseMod bus.dll	ParsePira mida.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTim e.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b 1b219065 d63da9491 14dae4	b1959ff70 be1eb17c8 3f7b0f6d4 a132f	d79874d1 0fc2b156a 0fdc27e1c a480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd77805 bd1ba7	48e73a928 3d1e66494 521f63d00 b0d9f	c391d6427 1acf4055b b2a4d3fe1 f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc23 ecd814c4e b7ca09	1ea5429b2 61fb0e288 4f5b356a1 d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.
Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
2	ТГ-1	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06-10 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная
4	ТГ-2	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,2 Рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06-10 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная
7	ВЛ-110 кВ Чигашево № 3	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная
8	ВЛ-110 кВ Медведево	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ВЛ-110 кВ Чигашево № 2	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ- Пирамида» Рег. № 29484- 05	активная реактивная
10	ВЛ-110 кВ Чигашево № 1	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	ф. "А" НКФ110- 83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84 ф. "В" НКФ110-58 У1(Т1) 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76 ф. "С" НКФ110- 83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ- Пирамида» Рег. № 29484- 05	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ВЛ-110 кВ Заводская	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	ф. "А" НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84 ф. "В" НКФ110-58У1(Т1) 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76 ф. "С" НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная
12	ВЛ-110 кВ Кожино	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная
13	ВЛ-110 кВ ОМШВ-2	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ВЛ-110 кВ ОМШВ-1	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	ф. "А" НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84 ф. "В" НКФ110-58У1(Т1) 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-76 ф. "С" НКФ110-83У1 110000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 29484-05	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
7-14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,2	±1,4	±2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,3	±1,6	±2,9	±1,5	±1,7	±3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,3	±2,8	±5,4	±2,4	±2,9	±5,4
2; 4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±0,8	±0,9	±1,4	±1,0	±1,1	±1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±0,9	±1,0	±1,6	±1,1	±1,2	±1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±1,2	±1,4	±2,3	±1,4	±1,5	±2,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		sin φ = 0,4 cos φ = 0,9	sin φ = 0,6 cos φ = 0,8	sin φ = 0,9 cos φ = 0,5	sin φ = 0,4 cos φ = 0,9	sin φ = 0,6 cos φ = 0,8	sin φ = 0,9 cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
7-11; 13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,8	±1,2	±2,7	±1,9	±1,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,5	±2,5	±1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,4	±4,4	±2,6	±6,6	±4,5	±2,7
2; 4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±1,7	±1,3	±0,9	±1,8	±1,4	±1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±1,9	±1,4	±1,0	±2,1	±1,6	±1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±2,8	±2,1	±1,4	±3,1	±2,3	±1,7
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±2,9	±2,3	±1,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,7	±2,7	±2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	±6,4	±4,3	±2,5	±6,5	±4,5	±2,8

Примечания:

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

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) U_n ; диапазон силы тока (0,02 – 1,2) I_n , частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 5 до плюс 40 °С;
- счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
- УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;
- ИВК от плюс 15 до плюс 25 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 55 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, ИВК «ИКМ-Пирамида», УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – тридцатиминутный суточный график средних мощностей по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	5719-76	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	2793-88	24
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3344-72	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	1188-84	5
Трансформаторы напряжения	НКФ110-58 У1(Т1)	1188-76	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	10
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С50	28523-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	29484-05	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2))», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2)

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

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

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

Изготовитель

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА
«СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

(ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, а/я 14

Тел.: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68, 34-78-23, 34-78-24

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

<http://www.sicon.ru/>

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) проведена

Филиалом «Марий Эл и Чувашии» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»)

ИНН: 6315376946

Адрес: 428022, Чувашская Республика, г. Чебоксары, Марпосадское шоссе., д. 4,

Юридический адрес: 143421, Московская обл., Красногорский район, автодорога
«Балтия», территория 26 км., бизнес-центр «Рига-Ленд», строение 3

Телефон: 8(8352)22-52-05

Факс: 8(8352)22-64-04

Web-сайт: www.tplusgroup.ru,

E-mail: chv-info@tplusgroup.ru»

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в республике Марий Эл»

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Тел (факс): 8 (8362) 41-20-18 (41-16-94)

Web-сайт: www.maricsm.ru

E-mail: gost@maricsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 16.02.2017 г.»

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» ноября 2021 г. № 2476

Регистрационный № 59891-15

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счетчики газа и пара моделей XGF868i, XGM868i, XGS868i

Назначение средства измерений

Расходомеры-счетчики газа и пара моделей XGF868i, XGM868i, XGS868i (далее – расходомеры-счетчики) предназначены для измерения скорости, объемного расхода (объема) природного, попутного и свободного нефтяного, факельного и других газов, массового расхода (массы) водяного пара, а также вычисления объемного расхода и объема попутного и свободного нефтяного, факельного газов, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63.

Описание средства измерений

Расходомеры-счетчики состоят из ультразвуковых преобразователей и электронно-вычислительного блока (далее – ЭВБ).

Принцип действия расходомеров-счетчиков основан на ультразвуковом времяимпульсном методе измерений. Ультразвуковые преобразователи, установленные выше и ниже по течению потока, посылают и принимают кодированные ультразвуковые сигналы, проходящие через поток газа или пара. ЭВБ по разности времен перемещения импульсов по направлению потока и против него, используя методы цифровой обработки в сочетании с современными способами кодирования и корреляционного детектирования сигнала, рассчитывает скорость потока. На основе измеренной скорости потока и диаметра измерительного трубопровода ЭВБ проводит расчет объемного расхода и объема газа или пара.

Для обеспечения максимальной точности могут использоваться двухканальные модели, которые могут быть установлены для двухлучевого измерения скорости, объемного расхода (объема) в одном месте трубопровода, а также может применяться для измерения скорости, объемного расхода (объема) в двух различных трубопроводах или в двух различных точках одного трубопровода. Расходомеры-счетчики с врезными ультразвуковыми преобразователями могут комплектоваться измерительным участком. Для обеспечения доступа к ультразвуковым преобразователям расходомеры-счетчики могут комплектоваться запорной арматурой, позволяющей извлекать ультразвуковые преобразователи без остановки технологического процесса при рабочем давлении. Расходомеры-счетчики могут использоваться во взрывоопасных зонах.

Расходомеры-счетчики имеют аналоговые токовые входы для подключения преобразователей давления и температуры.

Расходомеры-счетчики модели XGF868i (далее – XGF868i) предназначены для измерения скорости, объемного расхода (объема) попутного и свободного нефтяного, факельного газов при рабочих условиях, а также при использовании преобразователей давления и температуры, вычисления объемного расхода (объема) попутного и свободного нефтяного, факельного газов, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63. XGF868i позволяет измерять массовый расход и массу факельного газа. Ультразвуковые преобразователи могут быть установлены в измерительный участок или непосредственно в технологическую линию, используя процедуру «горячей или холодной врезки».

Расходомеры-счетчики модели XGM868i (далее – XGM868i) общепромышленного назначения предназначены для измерения скорости, объемного расхода (объема) природного, попутного и свободного нефтяного, факельного газов и иных газов с известными физическими свойствами при рабочих условиях, а также при использовании преобразователей давления и температуры вычисления объемного расхода (объема) природного, попутного и свободного нефтяного, факельного газов, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63. Расчет физических свойств газа в XGM868i осуществляется по методике ГСССД МР113–03 или ГОСТ 30319.0 – ГОСТ 30319.3. XGM868i позволяет измерять массовый расход и массу природного, попутного и свободного нефтяного, факельного газов. Ультразвуковые преобразователи могут быть установлены в измерительный участок или непосредственно в технологическую линию, используя процедуру «горячей или холодной врезки».

Расходомеры-счетчики моделей XGS868i (далее – XGS868i) предназначены для измерения скорости, объемного расхода (объема) насыщенного и перегретого пара, а также при использовании преобразователей давления и температуры расчета массового расхода (массы) насыщенного и перегретого пара.

XGF868i, XGM868i, XGS868i изготавливаются во взрывобезопасном исполнении.

ЭВБ расходомеров-счетчиков обеспечивают выполнение следующих функций:

- цифровая обработка сигналов, поступающих с ультразвуковых преобразователей;
- измерение и преобразование входных аналоговых сигналов постоянного тока от преобразователей давления и температуры;
- обработка, отображение и хранение измерительной информации и настроечных параметров расходомеров-счетчиков;
- передача измерительной информации по аналоговым и различным цифровым интерфейсам;
- защита от преднамеренных и непреднамеренных изменений и несанкционированного доступа.



Рисунок 1 – Общий вид

В комплект поставки расходомеров-счетчиков может входить программный пакет PanaView, для установки на операторские и инженерные станции с установленной операционной системой Windows. Программный пакет PanaView позволяет производить следующие операции:

- загружать в расходомеры-счетчики и сохранять из расходомеров-счетчиков конфигурационные данные;
- формировать протоколы и графики, основываясь на измерительной информации, хранящейся в расходомерах-счетчиках;
- отображать и строить графики по текущим значениям измеряемых параметров.

Программный пакет PanaView реализует протоколы связи IDM и PanaLink и поддерживает коммуникационные интерфейсы связи RS232, RS485, Ethernet и инфракрасный интерфейс связи.

Программное обеспечение

Расходомеры-счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО). Защита ПО расходомеров-счетчиков от несанкционированного доступа с целью изменения параметров, влияющих на метрологические характеристики, осуществляется путем аутентификации (введением пароля администратора), ведения доступного только для чтения журнала событий и ошибок. Возможность внесения преднамеренных и непреднамеренных изменений в ПО расходомеров-счетчиков исключается наличием в расходомерах-счетчиках функции определения целостности ПО при включении и ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи.

Идентификация ПО расходомеров-счетчиков осуществляется путем отображения на дисплее расходомера-счетчика или подключенного к нему инженерного персонального компьютера структуры идентификационных данных, содержащей номер версии ПО расходомера-счетчика. Идентификационные данные ПО расходомеров-счетчиков приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Модель расходомера-счетчика	XGF868i	XGM868i	XGS868
Идентификационное наименование ПО	GF868.BIN	XGM868.BIN XGM868.HRT.BIN XGM868i.BIN	XGS868.BIN XGS868i.BIN
Номер версии	Y4FF	Y3FM Y3C.HRT Y4FM	Y3FS Y4FS
Цифровой идентификатор ПО	6DFD	9347 2CE6 6F43	91BF 6F1F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16	CRC16	CRC16

Примечание – Номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО зависят от модели и комплектации расходомеров-счетчиков и могут быть изменены заводом изготовителем при выпуске из производства.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики XGF868i и XGM868i

Наименование характеристики	Модификация		
	XGF868i		XGM868i
Диапазон измерений скорости, м/с	от 0,03 до 120*		от 0,03 до 46
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении скорости, объемного расхода (объема), %: – 1-канальное исполнение ($V \geq 0,3$ м/с) – 2-канальное исполнение ($V \geq 0,3$ м/с) – 1-канальное исполнение ($0,08 \leq V < 0,3$ м/с) – 2-канальное исполнение ($0,06 \leq V < 0,3$ м/с) – 2-канальное исполнение при калибровке и поверке проливным методом (при $V \geq 1,5$ м/с) в комплекте с измерительным участком**	D≤1500 мм	D>1500 мм	±2 ±1 ±0,5**
	±2	±5	
	±1,4	±3,5	
	±5	—	
	±5	—	
	±0,5**	—	
Пределы допускаемой приведенной погрешности аналоговых каналов ввода, %	±0,1		±0,1
Пределы допускаемой приведенной погрешности аналоговых каналов вывода, %	±0,1		±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении объемного расхода (объема) попутного и свободного нефтяного или природного газов (в зависимости от модели), приведенного к стандартным условиям (для AGA8-92DC), %	—		±0,01 (±0,03)
* Диапазон измерения скорости определяется конструктивным исполнением. ** Комплектуется по спецзаказу.			

Таблица 3 – Технические характеристики XGF868i и XGM868i

Наименование характеристики	Модификация	
	XGF868i	XGM868i
Максимальное количество каналов измерения скорости и объемного расхода	2	
Наружный диаметр измерительного трубопровода (D), мм	от 50 до 3000	
Температура измеряемой среды, °С	от - 70 до + 150 (от - 70 до + 280)** (от - 220 до + 120)** (от - 190 до + 450)**	от - 50 до + 150 (от - 190 до + 450)**
Абсолютное давление измеряемой среды, МПа	от 0,087 до 20 (40****)	от 0,087 до 18,7 (24**, 40****)
Температура окружающей среды ЭВБ, °С	от - 40 до +60	от - 40 до +60
Температура хранения, °С	от - 55 до +75	
Максимальная длина кабеля от преобразователя к вычислителю, м	330	
Входные сигналы:	аналоговый (от 0/4 до 20 мА); импульсный; частотный	
Выходные сигналы:	аналоговый (от 0/4 до 20 мА); импульсный; частотный, дискретный	
Цифровые интерфейсы связи	RS232, RS485**, OPC сервер**, Modbus RS485 or TCP/IP**, Ethernet TCP/IP**, OPC server**, Foundation FieldBus**	
Электропитание: – напряжение переменного тока, В – напряжение постоянного тока, В	220 (±10 %) (50±1) Гц от 12 до 48	220 (±10 %) (50±1) Гц от 12 до 28
Потребляемая мощность, не более, Вт	20	
Защита ЭВБ по ГОСТ 14254-96	IP66	IP66
Маркировка взрывозащиты ЭВБ	1ExdIICT6/T5	1ExdIICT6/T5
Габаритные размеры ЭВБ, мм	208×208×168	208×208×168
Масса ЭВБ, кг	4,5	4,5
Средний срок службы, лет	10	
* Диапазон измерения скорости определяется конструктивным исполнением. ** Комплектуется по спецзаказу. *** В комплекте с измерительным участком с номинальным диаметром свыше 50 до 700 мм включительно, изготовленным ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ».		

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики XGS868i

Наименование	Характеристики
Диапазон измерений скорости, м/с	от 0,03 до 46
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении скорости ($V \geq 0,9$ м/с), объемного расхода (объема), %: – 1-канальное исполнение – 2-канальное исполнение	± 2 ± 1
Пределы допускаемой приведенной погрешности аналоговых каналов ввода, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой приведенной погрешности аналоговых каналов вывода, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении массового расхода (массы) насыщенного и перегретого пара, %	$\pm 0,05$

Таблица 5 – Технические характеристики XGS868i

Наименование	Характеристики
Максимальное количество каналов измерения скорости и объемного расхода	2
Наружный диаметр измерительного трубопровода (D), мм	от 50 до 1200
Температура измеряемой среды, °С	от - 50 до +150 (от - 190 до +450)*
Абсолютное давление измеряемой среды, МПа	от 0,087 до 18,7 (24*, 40**)
Температура окружающей среды ЭВБ, °С	от - 40 до +60
Температура хранения, °С	от - 55 до +75
Максимальная длина кабеля от преобразователя к вычислителю, м	330
Входные сигналы	аналоговый (от 0/4 до 20 мА), импульсный, частотный
Выходные сигналы	аналоговый (от 0/4 до 20 мА), импульсный, частотный, дискретный
Цифровые интерфейсы связи	RS232, RS485*, OPC сервер*, Modbus RS485 or TCP/IP*, Ethernet TCP/IP*, OPC server*, Foundation FieldBus*
Электропитание: – напряжение переменного тока, В – напряжение постоянного тока, В	220 (±10 %) (50±1) Гц от 12 до 28
Потребляемая мощность, не более, Вт	20
Защита ЭВБ по ГОСТ 14254–96	IP 66
Маркировка взрывозащиты ЭВБ	1ExdIICT6/T5
Габаритные размеры ЭВБ, мм	208×208×168
Масса ЭВБ, кг	4,5
Средний срок службы, лет	10
* Комплектуется по спецзаказу. ** В комплекте с измерительным участком с номинальным диаметром свыше 50 до 700 мм включительно, изготовленным ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ».	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус ЭВБ расходомеров-счетчиков в виде голографической наклейки.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки расходомеров-счетчиков приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
ЭВБ расходомера-счетчика	XGF868i, XGM868i, XGS868i	1 экз.
Комплект ультразвуковых преобразователей	—	1 или 2 комплекта ¹⁾
Комплект запорной арматуры	—	1 или 2 комплекта ²⁾
Соединительные кабели	—	1 комплект
Измерительный участок	—	1 экз. ²⁾
Измерительный участок, изготовленный ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»	—	1 экз. ²⁾
Программный пакет для конфигурирования, параметризации и диагностики расходомеров-счетчиков	PanaView	1 экз. ²⁾
Руководство по эксплуатации: — модель XGF868i — модель XGM868i — модель XGS868i	910-198P, 910-198S, 914-197 910-196UE	1 экз. ³⁾
Расходомеры-счетчики газа и пара моделей XGF868i, XGM868i, XGS868i. Методика поверки	МП-101-30151-2014	1 экз.
¹⁾ Тип и количество ультразвуковых преобразователей выбирается в зависимости от требуемой точности измерений, типа измеряемой среды и условий эксплуатации расходомера-счетчика. ²⁾ Поставляется дополнительно по заказу. ³⁾ В зависимости от модели.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководствах по эксплуатации расходомеров-счетчиков.

Нормативные документы, устанавливающие требования к расходомерам-счетчикам

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 года № 2825 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

Изготовитель

Фирма «Baker Hughes EMEA Unlimited Company», Ирландия
 Адрес: Shannon Free Zone East, Shannon, Co Clare, V14 V992
 Телефон: +353 61 470200,
 Факс: +353 61 471359,
<http://www.bakerhughesds.com>

Испытательный центр

ООО «Метрологический центр СТП»

Адрес: Республика Татарстан, 420107, г. Казань, ул. Петербургская 50, корп. 5

Телефон: (843)214-20-98, факс: (843)227-40-10,

E-mail: office@ooostp.ru, <http://www.ooostp.ru>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»
по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11
от 01.10.2011 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «8» ноября 2021 г. № 2476

Регистрационный № 38825-08

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Кировградский завод твердых сплавов»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Кировградский завод твердых сплавов» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Кировградский завод твердых сплавов», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (13 измерительных каналов).

2-й уровень - устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе ЭКОМ-3000.

3-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и алгоритмов расчёта потерь в элементах сети при установке приборов учёта не на границе сетей, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через основной или резервные каналы связи сетей провайдеров Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя приемник сигналов точного времени, который входит в состав УСПД ЭКОМ-3000. Время УСПД синхронизировано со временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени сервера БД со временем УСПД ЭКОМ-3000 и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 3 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем УСПД ± 2 с выполняется корректировка, для счетчиков - не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера», в состав которого входит специализированное ПО, указанное в таблице 1.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1.
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК)

Номер и наименование ИК		Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1		2	3	4	5
1	ПС Твердые сплавы ЦСН-0,23	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 75/5 рег.№ 15174-01	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-14
2	ПС Твердые сплавы ввод-1 (яч.7,8)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 рег.№ 11077-03	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 рег. № 159-49	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 рег.№ 20176-06	
3	ПС Твердые сплавы ввод-3 (яч.42)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 рег.№ 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 рег.№ 20176-06	
4	ПС Твердые сплавы ввод-2(яч.17,18)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 рег.№ 11077-03	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 рег. № 159-49	ЦЭ6850М Кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 20176-06	
5	ПС Твердые сплавы ввод-4(яч.30)	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 рег.№ 11077-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 рег.№ 20176-06	
6	ПС Твердые сплавы ф. Город-1 ввод- (яч.1)	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 300/5 рег.№ 22192-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	
7	ПС Твердые сплавы ф. Город-1 ввод-2 (яч.23)	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,2S 300/5 рег.№ 22192-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	
8	РП-3 ф. Город-2 ввод-1 (яч.10)	ТПП-10-2 Кл. т. 0,5S 75/5 рег.№ 30709-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	РП-3 ф. Город-2 ввод-2 (яч.20)	ТЛП-10-2 Кл. т. 0,5S 75/5 рег.№ 30709-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-14
10	ПС Твердые сплавы ф. Город-3 ввод-2 (яч.27)	ТЛП-10-2 Кл. т. 0,5S 75/5 рег.№ 30709-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	
11	ПС Твердые сплавы ф. Город-3 ввод-1 (яч.44)	ТЛП-10-2 Кл. т. 0,5S 75/5 рег.№ 30709-05	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100, рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	
12	РП-4 ф. Город-4 ввод-1 (яч.7)	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 150/5 рег.№ 22192-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	
13	РП-4 ф. Город-4 ввод-2 (яч.22)	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S 150/5 рег.№ 22192-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 рег.№ 16687-02	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 рег.№ 33446-08	

Примечания:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

2 Допускается замена УСПД на аналогичный, утвержденного типа.

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

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Границы допускаемой основной погрешности, %	Границы допускаемой погрешности в рабочих условиях, %
1	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,7$	$\pm 3,3$ $\pm 5,5$
2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,7$	$\pm 3,4$ $\pm 5,5$

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 15 до 25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от -40 до +70 от -40 до +70 от -10 до +50 от +15 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановление работоспособности, ч	160000 2 75000 0,5 56000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет Сервер БД: - хранение результатов измерений, состояний средств измерений (функция автоматизирована), лет, не менее	100 10 60 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НОМ-6	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	8 шт.
Трансформатор тока опорный	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	8 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-2	8 шт.
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	9 шт.
Счетчики электрической энергии	ЦЭ6850М	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Сервер баз данных	ProLiant ML 250 G5	1 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Паспорт-формуляр	55181848.422222.066-03 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и электрической мощности системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Кировградский завод твердых сплавов» АИИС КУЭ ОАО «КЗТС», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2014.17043.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»

(ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес: 620062 г. Екатеринбург, пр. Ленина, д.95, кв.16

Телефон: (343) 376-28-20

Факс: (343) 376-28-30

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Телефон: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 г.