

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические наливного несамоходного судна ТР-87	Обозначение отсутствует	Е	87117-22	1, 2, 3, 4, 5, 6	Тюменский судостроительный завод, г. Тюмень (изготовлены в 1970 г.)	Тюменский судостроительный завод, г. Тюмень (изготовлены в 1970 г.)	ОС	МЦ 0608-2021 МП	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Судоходная компания "Витим-лес" (ООО "Судоходная компания "Витим-лес"), Иркутская обл., г. Бодайбо-4	ООО "Метрологический центр", г. Иркутск	30.12.2021
2.	Анализаторы жидкости промышленные многопараметрические	SC	С	87118-22	SC1500, серийный номер: 83408977; SC200, серийный номер: 83408979	HACH LANGE GmbH, Германия (Производственные площадки: HACH LANGE GmbH, Германия; HACH Company,	HACH LANGE GmbH, Германия	ОС	МП 26-241-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЭКОИНСТРУМЕНТ" (ООО "ЭКОИНСТРУМЕНТ"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	20.05.2022

						США; Hach Lange, Швейцария; Hach Water Quality Analytical Instruments (SHANGHAI) Co., Ltd, Китай)							
3.	Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1007 ООО "Нефтеперерабатывающий завод "Северный Кузбасс"	Обозначение отсутствует	Е	87119-22	1007	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерно-производственная фирма Вектор" (ООО "ИПФ Вектор"), г. Тюмень	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерно-производственная фирма Вектор" (ООО "ИПФ Вектор"), г. Тюмень	ОС	ВЯ.10.1705 388.00 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерно-производственная фирма Вектор" (ООО "ИПФ Вектор"), г. Тюмень	ФБУ "Тюменский ЦСМ", г. Тюмень	22.06.2022
4.	Автоцистерны	Таганай-Авто	С	87120-22	00483	Общество с Ограниченной Ответственностью Научно-технический центр "Таганай-Авто" (ООО "НТЦ "Таганай-Авто"), Челябинская обл., г. Миасс	Общество с Ограниченной Ответственностью Научно-технический центр "Таганай-Авто" (ООО "НТЦ "Таганай-Авто"), Челябинская обл., г. Миасс	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Общество с Ограниченной Ответственностью Научно-технический центр "Таганай-Авто" (ООО "НТЦ "Таганай-Авто"), Челябинская обл., г. Миасс	ФБУ "Челябинский ЦСМ", г. Челябинск	07.07.2022
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета	Обозначение отсутствует	Е	87121-22	01	Филиал публичного акционерного общества "Россети Волга" - "Самарские распределительные сети"	Филиал публичного акционерного общества "Россети Волга" - "Самарские распределительные сети"	ОС	МП 26.51.43/17/22	4 года	Акционерное общество Трест "Волгасетьстрой" (АО Трест "Волгасетьстрой"), Самарская обл.,	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	01.07.2022

	та электро- энергии ПС 110/35/10 кВ "Пестровка" Чапаяевского ПО филиала ПАО "Россе- ти Волга" - "Самарские распреде- лительные се- ти"					(филиал ПАО "Россети Вол- га" - "Самар- ские РС"), г. Самара	(филиал ПАО "Россети Вол- га" - "Самар- ские РС"), г. Самара				п. Придорож- ный		
6.	Полуприцеп- цистерна	DORS T1 V1 S222.30 A	E	87122-22	NP9MS2230D30023 45	"OK KARDESLER DAMPER KA- ROSER VE DINGIL IM", Турция	"OK KARDESLER DAMPER KAROSER VE DINGIL IM", Турция	ОС	ГОСТ 8.600-2011	1 год	Индивидуаль- ный предпри- ниматель Бли- нов Виктор Васильевич, г. Смоленск	ФБУ "Рязан- ский ЦСМ", г. Рязань	18.04.2022
7.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС	E	87123-22	РГС-5 зав.№ 29, РГС-6 зав.№ 28, РГС-16 зав.№ 14, РГС-20 зав.№№ 24, 25	Мичуринское районное управление Акционерного общества "Транснефть - Дружба" (МРУ АО "Транс- нефть - Друж- ба"), г. Брянск	Мичуринское районное управление Акционерного общества "Транснефть - Дружба" (МРУ АО "Транс- нефть - Друж- ба"), г. Брянск	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Мичуринское районное управление Акционерного общества "Транснефть - Дружба" (МРУ АО "Транс- нефть - Друж- ба"), г. Брянск	ФБУ "Липец- кий ЦСМ", г. Липецк	24.06.2022
8.	Система из- мерений ко- личества и показателей качества нефти СИКН №807 ТПП "Урайнефте- газ" ООО "ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь"	Обозна- чение отсут- ствует	E	87124-22	07	Закрытое ак- ционерное общество "Инженерно производ- ственная фир- ма Вектор" (ЗАО "ИПФ Вектор"), г. Тюмень	Закрытое ак- ционерное общество "Инженерно производ- ственная фир- ма Вектор" (ЗАО "ИПФ Вектор"), г. Тюмень	ОС	НА.ГНМЦ. 0687-22 МП	1 год	Акционерное общество "Трест Се- взапмонтажав- томатика" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт- Петербург	АО "Нефтеав- томатика", г. Казань	29.07.2022
9.	Сигнализа-	ГРАНТ-	C	87125-22	ГРАНТ-КС зав.№	Акционерное	Акционерное	ОС	МП-242-	1 год	Акционерное	ФГУП	05.08.2022

	торы аэрозольной кислоты и щелочи	КЩ			2115, ГРАНТ-Щ зав.№ 2114	общество "Союзцветметавтоматика им. Топчаева В.П." (АО "СоюзЦМА"), г. Москва	общество "Союзцветметавтоматика им. Топчаева В.П." (АО "СоюзЦМА"), г. Москва		2499-2022		общество "Союзцветметавтоматика им. Топчаева В.П." (АО "СоюзЦМА"), г. Москва	"ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО "Агромясопром"	Обозначение отсутствует	Е	87126-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	Закрытое акционерное общество "Агромясопром" (ЗАО "Агромясопром"), Вологодская обл., г. Вологда	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	29.08.2022
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО "Петро"	Обозначение отсутствует	Е	87127-22	002	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Петро" (ООО "Петро"), г. Санкт-Петербург	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Оператор коммерческого учета" (ООО "ОКУ"), г. Санкт-Петербург	ФБУ "Тест-С.-Петербург", г. Санкт-Петербург	19.08.2022
12.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП "Алек-	Обозначение отсутствует	Е	87128-22	01	Акционерное общество "Томскнефть" Восточной нефтяной компании (АО "Томскнефть")	Акционерное общество "Томскнефть" Восточной нефтяной компании (АО "Томскнефть")	ОС	МП 460-2022	1 год	Акционерное общество "Томскнефть" Восточной нефтяной компании (АО "Томскнефть")	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	17.06.2022

	сандровское"					ВНК), Томская обл., г. Стре-жевой	ВНК), Томская обл., г. Стре-жевой				ВНК), Томская обл., г. Стре-жевой		
13.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измеритель-ная коммер-ческого уче-та электро-энергии (АИИС КУЭ) ЦТП г. Саранск	Обозна-чение отсут-ствует	Е	87129-22	139	Общество с ограниченной ответствен-ностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Мос-ковская обл., Красногорский р-н, 26 км ав-тодороги "Бал-тия"	Филиал "Мор-довский" Пуб-личного акци-онерного об-щества "Т "Плюс" (Фи-лиал "Мордов-ский" ПАО "Т "Плюс"), г. Саранск	ОС	МП 080-2022	4 года	Общество с ограниченной ответствен-ностью "Стройэнерге-тика" (ООО "Стройэнерге-тика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	09.09.2022
14.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измеритель-ная коммер-ческого уче-та электро-энергии (АИИС КУЭ) НС г. Саранск	Обозна-чение отсут-ствует	Е	87130-22	118	Общество с ограниченной ответствен-ностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Мос-ковская обл., Красногорский р-н, 26 км ав-тодороги "Бал-тия"	Филиал "Мор-довский" Пуб-личного акци-онерного об-щества "Т "Плюс" (Фи-лиал "Мордов-ский" ПАО "Т "Плюс"), г. Саранск	ОС	МП 079-2022	4 года	Общество с ограниченной ответствен-ностью "Стройэнерге-тика" (ООО "Стройэнерге-тика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	09.09.2022
15.	Система ав-томатизиро-ванная ин-формацион-но-измеритель-ная коммер-ческого уче-та электро-энергии (АИИС КУЭ) ОАО	Обозна-чение отсут-ствует	Е	87131-22	125	Общество с ограниченной ответствен-ностью "ЕЭС-Гарант" (ООО "ЕЭС-Гарант"), Мос-ковская обл., Красногорский р-н, 26 км ав-тодороги "Бал-тия"	Открытое ак-ционерное общество "Ко-лос" (ОАО "Колос"), г. Белгород	ОС	МП 081-2022	4 года	Общество с ограниченной ответствен-ностью "Связь и Энергетика" (ООО "Связь и Энергетика"), г. Москва	ООО "Спец-энергопроект", г. Москва	16.09.2022

	"Колос"												
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Сталь-Трейд"	Обозначение отсутствует	E	87132-22	1058	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "ГРИНН энергосбыт" (ООО "ГРИНН энергосбыт"), г. Курск	ОС	МП СМО-2308-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	23.08.2022
17.	Установки трубопоршневые поворотные двунаправленные	Daniel DN 16"	E	87142-22	MDP-576, MDP-578, MDP-579	Daniel Measurement & Control Inc., США	Daniel Measurement & Control Inc., США	ОС	НА.ГНМЦ. 0601-22 МП	2 года	Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина, структурное подразделение "Татнефть - Добыча" (ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	22.04.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87117-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические наливного несамоходного судна ТР-87

Назначение средства измерений

Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические наливного несамоходного судна ТР-87 предназначены для хранения и перевозки нефти и нефтепродуктов, проведения государственных учетных и торговых операций, взаимных расчетов между поставщиком и потребителем.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на измерении объема нефтепродукта, в зависимости от уровня его наполнения.

Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические несамоходного наливного судна ТР-87, заводские номера (по технологической схеме) 1, 2, 3, 4, 5, 6, представляют собой стальные сосуды цилиндрической формы с коническим днищем (нижнем конусом) и конической крышей (верхним конусом).

Танки с заводскими номерами (по технологической схеме) 1, 2, 3, 4, 5 состоят из четырех поясов, танк с заводским номером 6 - из трех. К внутренним деталям каждого танка относится лестница.

Танки отделены от наружной обшивки судна. Погрузка и выгрузка нефтепродуктов производится закрытым способом. Трубы для подвода и отвода нефтепродуктов изготовлены таким образом, что при измерениях уровня жидкости исключена возможность притока или вывода жидкости произвольным образом.

Танки оборудованы центральным замерным устройством, имеют газоотводную систему, состоящую из газоотводного стояка с верхним огневым предохранителем, гидравлического дыхательного клапана; системы водопенотушения и системы орошения.

Идентификация резервуаров (танков) стальных вертикальных цилиндрических самоходного нефтеналивного судна ТР-87 осуществляется по заводским номерам (по технологической схеме), нанесенным на верхнюю стенку резервуара методом окраса. Пломбирование не предусмотрено.

Общий вид несамоходного наливного судна ТР-87 представлен на рисунке 1. Схематичное расположение танков, заводские номера (по технологической схеме) 1, 2, 3, 4, 5, 6, на палубе несамоходного наливного судна ТР-87 представлено на рисунках 2 и 3.



Рисунок 1 – Общий вид несамоходного наливного судна TP-87

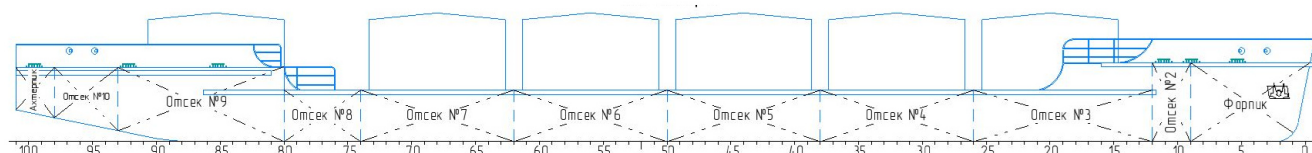


Рисунок 2 – Схематичное расположение танков на палубе несамоходного наливного судна TP-87 (вид с бока)

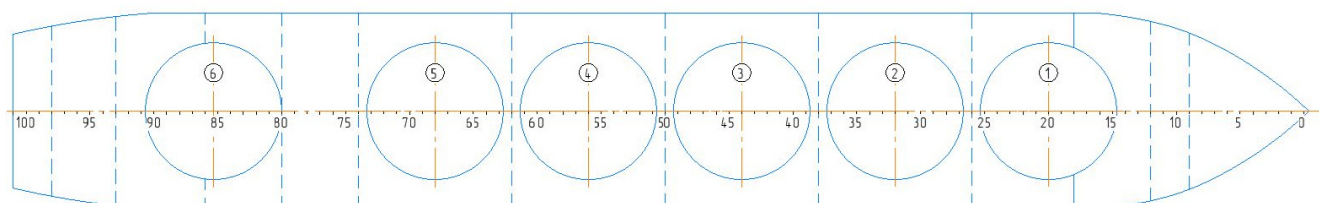


Рисунок 3 – Схематичное расположение танков на палубе несамоходного наливного судна TP-87 (вид сверху)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Заводской номер (по технологической схеме)	1	2	3	4	5	6
Номинальная вместимость, м ³	148	148	148	148	148	142
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Заводской номер (по технологической схеме)	1	2	3	4	5	6
Высота, мм	5379	5356	5378	5364	5374	4120
Диаметр внешний, мм	6390	6390	6407	6364	6400	6400
Средний срок службы, лет, не менее	30					
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 от 84,0 до 106,7					

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Несамостоятельное наливное судно	ТР-87	1 шт.
Резервуары (танки) стальные вертикальные цилиндрические	зав. №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6	6 шт.
Паспорта на танки стальные прямоугольные	-	6 экз.
Градуировочная таблица	-	6 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерения массы и объема жидкости в поток, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256.

Правообладатель

Тюменский судостроительный завод (изготовлены в 1970 г.)
Адрес: г. Тюмень

Изготовитель

Тюменский судостроительный завод (изготовлены в 1970 г.)
Адрес: г. Тюмень

Испытательный центр

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

ИНН 3801123000

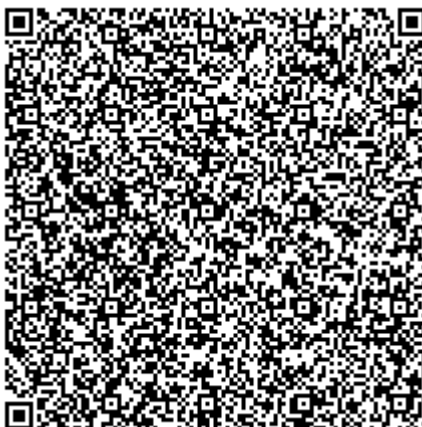
Юридический адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, 33-й мкр, д. 1, оф. 53

Почтовый адрес: 665816, Иркутская обл., г. Ангарск, а/я 326

Телефон: +7 (3955) 61-00-33

E-mail: metrolog.irk@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312397.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87118-22

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы жидкости промышленные многопараметрические SC

Назначение средства измерений

Анализаторы жидкости промышленные многопараметрические SC (далее – анализаторы) предназначены для непрерывных измерений состава и свойств в природных, питьевых, технологических, промышленных, сточных водах вод и в составе систем автоматического контроля сбросов в водные объекты по следующим показателям: pH, окислительно-восстановительного потенциала (ОВП), удельной электрической проводимости (УЭП), мутности, температуры, массовой концентрации взвешенных веществ, растворенного кислорода, озона, нитрат-иона, нитрит-иона, аммоний-иона, ортофосфат-иона, хлорид-ионов, ионов калия, остаточного активного хлора свободного, остаточного активного хлора общего, диоксида хлора, химического потребления кислорода (ХПК), биохимического потребления кислорода (БПК), общего органического углерода (ООУ), нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип работы анализаторов основан на регистрации изменений электрических сигналов, поступающих от измерительных датчиков в зависимости от величины измеряемых показателей, передаче сигнала на контрольно-измерительный блок или персональный компьютер и расчете значений величин, характеризующих состав или свойства воды, с помощью встроенного или внешнего программного обеспечения.

Конструктивно анализаторы состоят из блока регистрации и управления (контроллера) и подключаемых к ним измерительных датчиков (первичных измерительных преобразователей) проточного, погружного или вставного исполнений со сменными сенсорами. В составе блока управления и регистрации могут использоваться дополнительные модули для отображения результатов измерений и для увеличения количества подключаемых датчиков.

Анализаторы выпускаются в 5-и модификациях, которые отличаются входящими в их состав контроллерами: SC200, SC1000, SC1500, SC4200с, SC4500. Анализаторы с контроллерами SC1500 и SC4200с не имеют встроенного дисплея и органов управления и подключаются напрямую к системам управления технологическими процессами, в то время как анализаторы с контроллерами SC200, SC4500, SC1000 – могут работать автономно. Особенности конструкции анализаторов с различными контроллерами приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Особенности конструкции контроллеров

Анализатор с контроллером	Наличие / отсутствие модуля для управления и настройки	Количество подключаемых измерительных датчиков
SC200	Модуль с графическим дисплеем и клавишной панелью для настройки анализатора	2
SC4500	Модуль с сенсорным дисплеем для настройки анализатора	4, 6 или 8 (при использовании модулей расширения)
SC1000	Модуль с сенсорным дисплеем для настройки анализатора Один или несколько модулей для подключения датчиков	4, 6 или 8
SC1500	-	8
SC4200с	-	2

Применяемые в составе анализаторов датчики, их обозначения и особенности приведены в таблицах 2 – 9.

Таблица 2 – Описание датчиков pH и ОВП

Серия датчиков	Модел	Описание	Особенности
1200 - S	1200-S sc pH	Погружные сенсоры pH и ОВП в стальном корпусе с кабелем 10 м и заменяемым pH / ОВП модулем	Кабель 10 м, разъем sc
	1200-S sc ORP		Кабель 10 м, разъем sc
LZY02X	LZY023	Датчики pH в стеклянном корпусе 12 мм под резьбу PG 13, без кабеля	Для суспензий, без кабеля
	LZY025		Для чистой воды, без кабеля
	LZY027.1		Для суспензий, с Pt 1000
	LZY028	Датчик ОВП	Без кабеля
LZX47X	LZX472	Датчики pH в стальном корпусе с гелевым электролитом	Общего назначения, кабель 10 м
	LZX474		Для питьевой воды, кабель 10 м
	LZX475		Для пульпы, Pt100, кабель 5 м
	LZX476		Для сточных вод, кабель 10 м
	LZX477		Для сточных вод, Pt 100 кабель 10 м
LZX53X	LZX536	Датчики pH для низких температур, для чистой воды в пластиковом корпусе 12 мм с разъемом TOP68	Без кабеля
	LZX537		Без кабеля, Pt 100
LZX54X	LZX540,	Датчики pH для щелочных сред в пластиковом корпусе 12 мм с разъемом TOP68	Без кабеля, без крепления
	LZX544		Фланцевое крепление
	LZX545		Крепление PG13,5
	LZX546		Крепление PG13,5, Pt 100
LZX885	Датчик для сред с высоким содержанием органических веществ.		Без кабеля

Продолжение таблицы 2

Серия датчиков	Модели	Описание	Особенности
LZU53xx	5300	Датчики pH пластиковый корпус 12 мм	Диафрагма – керамика
	5303		Диафрагма – керамика, тройная
	5330		Диафрагма – пористый фторопласт
	5334		Диафрагма – пористый фторопласт, Pt 1000
	5335		Открытая диафрагма, полимерный электролит
	5336		Керамическая диафрагма, тройная, Pt 1000
	5338		Керамическая диафрагма, с кабелем 5 м, крепление PG13,5
	5350	Датчики ОВП пластиковый корпус 12 мм	Диафрагма – пористый фторопласт, сенсор – Pt
	5354		Диафрагма – керамика, сенсор – Au
	5355		Открытая диафрагма, полимерный электролит, сенсор - Pt
	5358		Диафрагма - керамика, полимерный электролит, сенсор – Pt, с кабелем 5 м
	5361		Диафрагма – керамика, сенсор – Pt
	5362		Диафрагма – керамика, тройная, сенсор – Pt
835X	8350.0,	Датчики pH в пластиковом корпусе с плоской фторопластовой диафрагмой, с жидким заземляющим контактом в пластиковом корпусе для установки в гнездо ¾"	Для агрессивных сред, термосенсор скрыт
	8350.3		Для агрессивных сред
	8350.4		Для образцов со взвесями
	8350.5		Для образцов, содержащих фторид
pHD-pH	pHD – pH	Дифференциальные датчики pH, в которых используется система из 3 электродов, Встроенный термодатчик NTC 300	Пластиковый корпус
	pHD – pH sc		Пластиковый корпус, интерфейс sc
	pHD S-pH		Стальной корпус
	pHD S-pH sc		Стальной корпус, интерфейс sc
pHD-ORP	pHD – ORP	Дифференциальные датчики ОВП, в которых используется система из 3 электродов, Встроенный термодатчик NTC 300	Пластиковый корпус
	pHD – ORP sc		Пластиковый корпус, интерфейс sc
	pHD S- ORP		Стальной корпус
	pHD S- ORP		Стальной корпус, интерфейс sc

Продолжение таблицы 2

Серия датчиков	Модели	Описание	Особенности
PC	PC1R1A	Комбинированные датчики рН в пластиковом корпусе для установки гнездо $\frac{3}{4}$ ", материал корпуса – Ryton. С кабелем	Обозначения датчиков: PCabcd ab: 1R – для проточной или погружной установки, 2K – для установки в трубу, 3K – для санитарной арматуры с: 1 – рН-элемент – шарик, 2 – рН-элемент – плоский d: материал стекла А или N
	PC1R1N		
	PC1R2A		
	PC1R2N		
	PC1R3A		
	PC2K1A		
	PC2K2A		
	PC3K2A		
8362	8362	Датчики для измерения рН сверхчистой воды	Стандартное исполнение
	8362 sc		Интерфейс sc
LCP pH	6022P0 6028P0 6028P1 6058P0 6058P4 6428P0	Дифференциальные датчики рН в пластиковом корпусе	Корпус изготовлен из жидкокристаллического полимера (LCP) или Ryton для сильнозагрязненных и агрессивных сред. Обозначения датчиков: 6abcPd a: 0 – со встроенным предусилителем, 4 - встроенным трансмиттером с 4-20 мА, b: 2 – резьбовой или погружной монтаж, 5 - для установки в проток, с: 2- материал корпуса Ryton, 8 - материал корпуса LCP d: 0 – стеклянный рН-электрод, 1 – сурьмяной рН-электрод
LCP ORP	2022R0 2028R0 2028R1 2052R1 2058R0 2058R1 2458R0	Дифференциальные датчики ОВП в пластиковом корпусе	Корпус изготовлен из жидкокристаллического полимера (LCP) или Ryton для сильнозагрязненных и агрессивных сред. Обозначения датчиков: 2abcRd a: 0 – со встроенным предусилителем, 4 - встроенным трансмиттером с 4-20 мА, b: 2 – резьбовой или погружной монтаж, 5 - для установки в проток, с: 2- материал корпуса Ryton, 8 - материал корпуса LCP d: 0 – платиновый электрод, 1 – золотой электрод

Таблица 3 – Описание датчиков удельной электропроводности

Серия датчиков	Модель, описание и особенности		
D34	Контактные датчики электропроводности с цифровым выходом sc Обозначения датчиков: D34nnxnynn. (пояснения к обозначениям см. ниже)		
34	Контактные датчики электропроводности Обозначения датчиков: 34nnXnYxx. nn – материал и тип корпуса: 22 – титановый сплав, 33 – графит, 44 – нержавеющая сталь, 55 – нержавеющая сталь корпус под санитарный фланец x –константа* ячейки: A: k=0,05 см ⁻¹ , B: k=0,5 см ⁻¹ , C: k=1 см ⁻¹ , D: k=5 см ⁻¹ , E: k=10 см ⁻¹ n: тип установки (от 1 до 8) у: тип клеммной коробки (A, B, C, D) xx: длина кабеля		
	5395		k = 0,1 см ⁻¹ , разъем S8
	5396		k = 1 см ⁻¹ , разъем S8
	5399		k = 10 см ⁻¹ , разъем MP5
LZY082	Контактный датчик электропроводности, k= 1 см ⁻¹ .		
83	8310	Контактные 2 электродные датчики электропроводности аналоговые	k = 0,01 см ⁻¹ , разъем – пластик
	8311		k = 0,1 см ⁻¹ , разъем – пластик
	8312		k = 1 см ⁻¹ , разъем – пластик
	8315		k = 0,01 см ⁻¹ , разъем – сталь
	8316		k = 0,1 см ⁻¹ , разъем – сталь
	8317		k = 1 см ⁻¹ , разъем – сталь
	8394		k = 0,01 см ⁻¹ , крепление в зажим
D37	Индуктивные датчики электропроводности с цифровым выходом sc Обозначения датчиков: D37nmE2T (пояснения к обозначениям см. ниже)		
37	Обозначения датчиков: 37nmE2T. n – тип установки: 0 – санитарная, 2 – изменяемая, 9 - погружная m – материал корпуса: 5 – полипропилен, 6 – поливинилиденфторид, 7-полиэфирэфиркетон, 8 - перфторалкоксид		
8398.n	Индуктивные датчики электропроводности для агрессивных сред, материал корпуса полиэфирэфиркетон, до 140 °С n – тип установки: 2 – санитарный фланец, 3 – молочный фланец, 5 - резьбовой монтаж		
8332	Индуктивные датчики электропроводности для агрессивных сред, материал корпуса поливинилиденфторид, до 120 °С		

* Примечание: указано номинальное значение.

Таблица 4 – Описание датчиков температуры

Модель	Описание и особенности
LZY029	Pt 1000 датчик в стеклянном корпусе, марка SI
LZY473	Pt 1000 датчик в стальном корпусе, марка SI
8362	Pt 100 датчик для системы измерения чистой воды 08362
8495	Pt 100 датчик для агрессивных условий Z368495,00000

Таблица 5 – Описание датчиков растворенного кислорода

Модель	Описание и особенности
5740sc	Полярнографический датчик растворенного кислорода
LDO sc, LDO AQ(S)	Люминесцентный датчик растворенного кислорода погружного и врезного исполнения
9182	Амперометрический датчик растворенного кислорода для низких концентраций

Таблица 6 – Описание датчиков мутности и взвешенных веществ

Модель и обозначение	Описание и особенности	Массовая концентрация взвешенных веществ
Ultraturb seawater sc	Проточный датчик мутности для пресной и соленой воды	нет
SS7 sc (Surface Scatter 7 sc), (SS7 HST sc)	Проточные датчики мутности на основе поверхностного рассеяния для образцов (модель HST для работы с образцами более высокой температуры)	нет
TU5 sc	Проточные датчики мутности на основе оптической схемы с детекцией 90° рассеянного лазерного излучения по окружности в 360°. Исполнения: TU5300 ISO и TU 5400 ISO источник света по ISO 7027 – 850 нм TU5300 EPA и TU 5400 EPA лазер – 650 нм. Исполнения TU500 имеют меньшее время отклика и лучшую воспроизводимость	нет
Solitax sc	Погружные и врезные датчики мутности по ИСО 7027 и взвешенных веществ для природной, питьевой, технологической и сточной воды в исполнениях для пресной и соленой воды	Да
TSS sc TSS	Погружные датчики мутности и взвешенных веществ для природной, питьевой, технологической и сточной воды широкого диапазона в исполнениях для пресной и соленой воды	Да
TSS portable	Автономная версия датчика TSS для использования без контроллера с показывающим устройством	Да

Таблица 7 – Описание датчиков соединений азота и фосфора

Модель	Исполнение, описание и особенности	Определяемые растворенные в воде соединения
Nitratax plus sc	Оптический датчик нитратов и нитратного азота. Исполнения: «1 mm», «2 mm», «5 mm», «clear», «есо», «60».	Нитрат-ион, азот нитратов, сумма азота нитратов и нитритов
NT3 sc	Оптический датчик нитратов и нитратного азота, нитритов и нитритного азота. Исполнения «NT3100 sc» - измерение только нитратов, «NT3200 sc» - измерение нитратов и нитритов	Нитрат-ион, азот нитратов, нитрит-ион, азот нитритов
A-ISE sc	Потенциометрический датчик ионов аммония и аммонийного азота с компенсацией влияния калия	Аммоний-ион, аммонийный азот, ионы калия
N-ISE sc	Потенциометрический датчик нитрат-ионов и азота нитратов с компенсацией влияния калия	Нитрат-ион, азот нитратов, ионы хлоридов
AN-ISE sc	Потенциометрический датчик ионов аммония и аммонийного азота, нитрат-ионов и азота нитратов с компенсацией влияния калия	Аммоний-ион, аммонийный азот, нитрат-ион, азот нитратов, ионы калия, хлорид-ионы
Amtax sc	Датчик ионов аммония и аммонийного азота. Основан на потенциометрии с газоселективной мембраной. Исполнения: «0 – 5»; «0 – 20»; «1 – 100»; «10 – 1000»	Аммоний-ион, аммонийный азот
Phosphax sc	Колориметрический датчик ортофосфатов и фосфора ортофосфатов. Основан на молибдо-ванадатном методе Исполнения: «0,015 – 2,0»; «0,05 – 15»; «1,0 – 50»	Ортофосфат-ион, фосфор ортофосфатов.

Таблица 8 – Описание датчиков хлора активного, диоксида хлора и озона

Модель	Исполнение, описание и особенности	Определяемые растворенные в воде соединения
CL17 sc CL17 Ultra Low sc	Колориметрический датчик свободного и общего остаточного активного хлора. Измерение с N-,N'-п-фенилендиамином. Комплектуется реагентом для определения общего или свободного хлора	Хлор остаточный активный свободный, хлор остаточный активный общий
CL10 sc	Амперометрические датчики остаточного активного хлора Исполнение «CLT10»	Хлор остаточный активный общий
	Исполнение «CLF10»	Хлор остаточный активный свободный

Продолжение таблицы 8

Модель	Исполнение, описание и особенности	Определяемые растворенные в воде соединения
9184 sc	Амперометрический датчик с ячейкой Кларка	Хлор остаточный активный свободный
9185 sc	Амперометрический датчик с ячейкой Кларка	Озон
9187 sc	Амперометрический датчик с ячейкой Кларка	Хлора диоксид

Таблица 9 – Описание датчиков органических загрязнений

Модель	Исполнение, описание и особенности	Определяемые растворенные в воде соединения
UVAS sc	Фотометрический датчик органических соединений Исполнения длиной оптического пути: 1, 2, 5, 50 мм	ХПК, БПК, бихроматная окисляемость, общий органический углерод
FP 360 FP 460 FP 560	Флюоресцентные датчики, чувствительные к содержанию полициклических ароматических углеводородов. Исполнения «0...500», «0...5000»	Нефтепродукты
PAH500	Флюоресцентные датчики для морской воды, чувствительные к содержанию полициклических ароматических углеводородов.	Нефтепродукты

Анализаторы также могут быть оснащены датчиком Sonatax sc, предназначенным для отображения уровня залегания осадка.

Маркировочная этикетка наносится наНанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Маркировочная этикетка содержит информацию о наименовании, модификации и производителе анализатора, и его серийном номере. Серийный номер имеет буквенно-цифровой формат.

Общий вид контроллеров и датчиков представлен на рисунках 1 - 8.

Пломбирование контроллеров и датчиков не предусмотрено.





Рисунок 1 – Общий вид контроллеров



Рисунок 2 – Общий вид датчиков pH и ОВП



Рисунок 3 – Общий вид датчиков электропроводности



5740 sc



LDO sc, LDO AQ(S)



9182

Рисунок 4 – Общий вид датчиков кислорода



Ultraturb seawater sc



Surface Scatter 7 sc (SS7 sc)



Solitax sc (различные исполнения)



TSS sc



TSS portable

Рисунок 5 – Общий вид датчиков мутности



Nitratax sc
(различные исполнения)



NT3x



Antax sc



A ISE / N ISE / AN ISE

Phosphax sc

Рисунок 6 – Общий вид датчиков соединений азота и фосфора



CL 17

CL 10 sc

9184 sc / 9185 sc / 9187 sc

Рисунок 7 – Общий вид датчиков хлора активного, диоксида хлора и озона



UVAS sc

FP 360 / FP 460 / FP 560

РАН

Рисунок 8 – Общий вид датчиков органических загрязнений

Программное обеспечение

Блоки регистрации и управления (контроллеры) анализаторов оснащены программным обеспечением, позволяющим осуществлять построение и контроль градуировочной характеристики, проводить контроль процесса измерений, отображать и сохранять результаты измерений.

Программное обеспечение заложено в микропроцессоре и защищено от доступа и изменения. Обновление программного обеспечения в процессе эксплуатации не предусмотрено.

Таблица 10 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные	Модель анализатора				
	SC200	SC1000	SC1500	SC4200c	SC4500
Идентификационное наименование ПО	—	—	—	—	—
Номер версии ПО	не ниже 2.XX	не ниже 3.XX	не ниже 1.XX	не ниже 1.XX	не ниже 1.XX
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-	-	-

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

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 11 – 19.

Таблица 11 – Характеристики измерений pH, ОВП

Наименование характеристик	Значения
Диапазон измерений pH	От 0,00 до 14,00 включ.
Диапазон показаний электродвижущей силы электродной пары, мВ	От -2000 до 2000 включ.
Диапазон измерений ОВП, мВ	От – 154 до 1300 включ.
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений pH	±0,05
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений ОВП, мВ	±5
Диапазон измерений температуры с датчиками pH и ОВП, °C: Серии LZХ Серия 1200 и pHД sc Прочие	От 0 до + 120 включ. От 0 до +50 включ. От 0 до +80 включ.
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры с датчиками pH и ОВП, °C	±1

Таблица 12 – Характеристики измерений удельной электрической проводимости

Наименование характеристик	Значения
Диапазон показаний удельной электрической проводимости, См/м	От 10^{-6} до 200 включ.
Диапазоны измерений удельной электрической проводимости для датчиков серий D34, 34, 53, 83, LZY082 со значениями постоянной ячейки k, См/м: k=0,01 см ⁻¹ k=0,05 см ⁻¹ k=0,1 см ⁻¹ k=0,5 см ⁻¹ k=1,0 см ⁻¹ k=5,0 см ⁻¹ k=10 см ⁻¹	От $4 \cdot 10^{-6}$ до $2 \cdot 10^{-3}$ включ. От $5 \cdot 10^{-6}$ до 10^{-2} включ. От 10^{-5} до $2 \cdot 10^{-2}$ включ. От $5 \cdot 10^{-5}$ до 10^{-1} включ. От 10^{-4} до $2 \cdot 10^{-1}$ включ. От 10^{-3} до 1 включ. От 10^{-2} до 20 включ.
Диапазоны измерений удельной электрической проводимости для датчиков серий 3798-S sc, 37XX, 8332.X и 8398.X с постоянной ячейки k, См/м: k=2,35 см ⁻¹ k=4,4 см ⁻¹ k=10 см ⁻¹	От 10^{-2} до 100 включ. От $2 \cdot 10^{-2}$ до 100 включ. От 10^{-2} до 100 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений удельной электрической проводимости, См/м, в поддиапазоне от $4 \cdot 10^{-6}$ до 10^{-4} См/м	$\pm 2 \cdot 10^{-6}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений удельной электрической проводимости, %, в поддиапазоне выше 10^{-4} См/м	± 2
Диапазон измерений температуры с датчиками удельной электрической проводимости, °С: Серия sc Прочие	От 0 до +50 включ. От 0 до + 100 включ.
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры с датчиками удельной электрической проводимости, °С	$\pm 0,5$

Таблица 13 – Характеристики измерений температуры датчиками температуры

Наименование характеристик	Значения
Диапазон измерений температуры, °С	От 0 до +120 включ.
Предел абсолютной допускаемой погрешности измерений температуры, °С	$\pm 0,5$

Таблица 14 – Характеристики измерений массовой концентрации растворенного кислорода

Наименование характеристик	Значения
Диапазон измерений массовой концентрации растворенного кислорода при использовании датчиков, мг/дм ³ : LDO sc, LDO AQ(S) 5740 sc 9182 sc	От 0,1 до 20,0 включ. От 0,4 до 40,0 включ. От 0,0015 до 2,000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации растворенного кислорода при использовании датчиков LDO sc и LDO AQ(S), в поддиапазонах, мг/дм ³ : от 0,10 до 1,0 включ. св. 1,0 до 5,0 включ. св. 5,0 до 20,0 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$ $\pm 0,2$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации растворенного кислорода при использовании датчиков 5740 sc, мг/дм ³	$\pm 0,4$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации растворенного кислорода датчиков 9182 sc, мг/дм ³	$\pm 0,005$

Таблица 15 – Характеристики измерений мутности и массовой концентрации взвешенных веществ

Наименование характеристик	Значения
Диапазон показаний мутности, ЕМФ	От 0 до 10 000 включ.
Диапазоны измерений мутности, ЕМФ, при использовании датчиков: Ultraturb seawater sc TU5 исполнения ISO TU5 исполнения EPA Solitax sc, TSS, TSS sc, TSS portable, SS7 sc, SS7 HST	От 0 до 1000 включ. От 0 до 1000 включ. От 0 до 700 включ. От 0 до 4000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений мутности при использовании датчиков TU5, в поддиапазонах, ЕМФ: от 0 до 40 включ. св. 40 до 1000 включ.	$\pm (0,01 + 0,04 \cdot C)$ $\pm 0,1 \cdot C$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений мутности при использовании датчиков Ultraturb seawater sc, в поддиапазонах, ЕМФ: от 0 до 40 включ. св. 40 до 1000 включ.	$\pm (0,01 + 0,04 \cdot C)$ $\pm 0,1 \cdot C$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений мутности при использовании датчиков Solitax sc, TSS, TSS sc, TSS portable, ЕМФ	$\pm (0,01 + 0,05 \cdot C)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений мутности при использовании датчиков SS7 sc и SS7 HST sc в поддиапазонах, ЕМФ: от 0 до 10 включ. св. 10 до 2000 включ. св. 2000 до 4000 включ.	$\pm 0,4$ $\pm 0,05 \cdot C$ $\pm 0,1 \cdot C$

Продолжение таблицы 15

Наименование характеристик	Значения
Диапазоны измерений массовой концентрации взвешенных веществ, мг/дм ³	От 0,5 до 10 000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации взвешенных веществ при использовании датчиков Solitax sc, TSS sc, TSS, TSS portable в поддиапазонах, мг/дм ³ : от 0,5 до 10 включ. св. 10 до 10 000 включ.	$\pm 0,5$ $\pm 0,1 \cdot C$

Таблица 16 – Характеристики измерений массовой концентрации соединений азота и фосфора

Наименование характеристик	Значения
Диапазоны измерений массовой концентрации азота нитратов при использовании датчиков Nitratax sc, Nitratax plus sc, NT 3100 sc, NT 3200 sc в исполнениях, мг/дм ³ : 1 mm 2 mm 5 mm eco clear 60	 От 1 до 100 включ. От 0,5 до 50 включ. От 0,2 до 25 включ. От 1,0 до 20 включ. От 1,0 до 20 включ. От 1 до 60 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации азота нитратов при использовании датчиков Nitratax sc, Nitratax plus sc, NT 3100 sc, NT 3200 sc в исполнениях, мг/дм ³ : 1 mm 2 mm 5 mm eco clear 60	 $\pm (0,5 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,3 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,1 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,5 + 0,05 \cdot C)$ $\pm (0,5 + 0,05 \cdot C)$ $\pm (0,5 + 0,03 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации нитрат-иона при использовании датчиков Nitratax sc, Nitratax plus sc, NT 3100 sc, NT 3200 sc в исполнениях, мг/дм ³ : 1 mm 2 mm 5 mm eco clear 60	 От 4 до 400 включ. От 2 до 200 включ. От 1 до 100 включ. От 4 до 100 включ. От 4 до 100 включ. От 4 до 240 включ.

Таблица 17 – Характеристики измерений массовой концентрации нитратов и нитритов, азота нитратов и нитритов

Наименование характеристик	Значения
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации нитрат-иона при использовании датчиков Nitratax sc, Nitratax plus sc, NT 3100 sc, NT 3200 sc в исполнениях, мг/дм³: plus 1 mm plus 2 mm plus 5 mm eco clear 60	$\pm (2 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (1 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,5 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (2 + 0,05 \cdot C)$ $\pm (2 + 0,05 \cdot C)$ $\pm (2 + 0,03 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации азота нитритов при использовании датчиков NT3200 sc в исполнениях, мг/дм³: 1 mm 2 mm 5 mm	От 1 до 100 включ. От 0,5 до 50 включ. От 0,02 до 25 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации азота нитритов при использовании датчиков NT3200 sc в исполнениях, мг/дм³: 1 mm 2 mm 5 mm	$\pm (0,5 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,25 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,018 + 0,03 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации нитрит-иона при использовании датчиков NT3200 sc в исполнениях, мг/дм³: 1 mm 2 mm 5 mm	От 3 до 300 включ. От 1,5 до 150 включ. От 0,06 до 75 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации нитрит-иона при использовании датчиков и NT3200 sc в исполнениях, мг/дм³: 1 mm 2 mm 5 mm	$\pm (1,5 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,75 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (0,05 + 0,03 \cdot C)$
Диапазон измерений массовой концентрации нитрат-иона при использовании датчиков N-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм³	От 4,4 до 4400 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации нитрат-иона при использовании датчиков N-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм³	$\pm (4 + 0,1 \cdot C)$
Диапазон измерений массовой концентрации азота нитратов при использовании датчиков N-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм³	От 1 до 1000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации азота нитратов при использовании датчиков N-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм³	$\pm (1 + 0,1 \cdot C)$

Таблица 18 – Характеристики измерений массовой концентрации хлорид-иона, аммоний-иона, азота аммонийного, калия ионов

Наименование характеристик	Значения
Диапазон показаний массовой концентрации хлорид-иона при использовании датчиков N-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм ³	От 1 до 1000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлорид-иона при использовании датчиков N-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм ³	$\pm (1 + 0,1 \cdot C)$
Диапазон измерений массовой концентрации аммоний-иона при использовании датчиков A-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм ³	От 1,3 до 1290 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации аммоний-иона при использовании датчиков A-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм ³	$\pm (1 + 0,1 \cdot C)$
Диапазон измерений массовой концентрации азота аммонийного при использовании датчиков A-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм ³	От 1 до 1000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации азота аммонийного при использовании датчиков A-ISE sc и AN-ISE sc, мг/дм ³	$\pm (1 + 0,1 \cdot C)$
Диапазон измерений массовой концентрации ионов калия при использовании датчиков N-ISE sc, A-ISE sc, AN-ISE sc, мг/дм ³	От 1 до 1000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации ионов калия при использовании датчиков N-ISE sc, A-ISE sc, AN-ISE sc, мг/дм ³	$\pm (1 + 0,1 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации азота аммонийного при использовании датчиков Amtax sc в исполнениях, мг/дм ³ : «0 – 5» «0 – 20» «1 – 100» «10 – 1000»	От 0,04 до 5 включ. От 0,10 до 20 включ. От 2 до 100 включ. От 20 до 1000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации азота аммонийного при использовании датчиков Amtax sc в исполнениях, мг/дм ³ : «0 – 5» «0 – 20» «1 – 100» «10 – 1000»	$\pm (0,02 + 0,04 \cdot C)$ $\pm (0,05 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (1 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (10 + 0,03 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации аммоний-иона при использовании датчиков Amtax sc в исполнениях, мг/дм ³ : «0 – 5» «0 – 20» «1 – 100» «10 – 1000»	От 0,05 до 6,4 включ. От 0,13 до 25,7 включ. От 2,6 до 129 включ. От 26 до 1290 включ.

Таблица 19 – Характеристики измерений массовой концентрации аммоний-иона, ортофосфат-иона, фосфора ортофосфатов

Наименование характеристик	Значения
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации аммоний-иона при использовании датчиков Amtax sc в исполнениях, мг/дм ³ : «0 – 5» «0 – 20» «1 – 100» «10 – 1000»	$\pm (0,03 + 0,04 \cdot C)$ $\pm (0,06 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (1,3 + 0,03 \cdot C)$ $\pm (13 + 0,03 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации фосфора ортофосфатов при использовании датчиков Phosphax sc в исполнениях, мг/дм ³ : «LR» «0-15» «1-50»	От 0,020 до 2,00 включ. От 0,05 до 15,0 включ. От 2,0 до 50,0 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении массовой концентрации фосфора ортофосфатов при использовании датчиков Phosphax в исполнениях, мг/дм ³ : «LR» «0-15» «1-50»	$\pm (0,015 + 0,02 \cdot C)$ $\pm (0,04 + 0,02 \cdot C)$ $\pm (1 + 0,02 \cdot C)$
Диапазоны измерений массовой концентрации ортофосфат-иона при использовании датчиков в исполнениях, мг/дм ³ : «LR» «0-15» «1-50»	От 0,06 до 6,00 включ. От 0,15 до 45,0 включ. От 6,0 до 150 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении массовой концентрации ортофосфат-иона при использовании датчиков в исполнениях, мг/дм ³ : «LR» «0-15» «1-50»	$\pm (0,045 + 0,02 \cdot C)$ $\pm (0,12 + 0,02 \cdot C)$ $\pm (3 + 0,02 \cdot C)$

Таблица 20 – Характеристики измерений массовой концентрации соединений хлора остаточного активного, хлора диоксида и озона

Наименование характеристик	Значения
Диапазоны измерений массовой концентрации остаточного активного хлора (свободного и общего) при использовании датчиков, мг/дм ³ : CL17 Ultra Low sc CL17 sc 9184sc, CL10sc	От 0,06 до 5,0 включ. От 0,06 до 10,0 включ. От 0,06 до 20,0 включ.

Продолжение таблицы 20

Наименование характеристик	Значения
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации остаточного активного хлора свободного при использовании датчиков CL17 Ultra Low sc, CL17 sc, 9184 sc, CL10 sc в поддиапазонах, мг/дм ³ : от 0,06 до 0,30 включ. св. 0,30 до 0,60 включ. св. 0,60 до 20 включ.	$\pm (0,03 + 0,45 \cdot C)$ $\pm (0,03 + 0,25 \cdot C)$ $\pm (0,03 + 0,05 \cdot C)$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации остаточного активного хлора общего при использовании датчиков CL17 Ultra Low sc, CL17 sc в поддиапазонах, мг/дм ³ : от 0,06 до 0,30 включ. св. 0,30 до 5,0 включ. св. 5,0 до 10,0 включ.	$\pm 0,03$ $\pm 0,05 \cdot C$ $\pm 0,1 \cdot C$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации остаточного активного хлора общего при использовании датчиков 9184 sc, CL10 sc в поддиапазонах, мг/дм ³ : от 0,06 до 5,0 включ. св. 5,0 до 20 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,05 \cdot C$
Диапазоны измерений массовой концентрации диоксида хлора и озона, мг/дм ³	От 0,04 до 2,00 включ.
Пределы допускаемого относительного среднеквадратичного отклонения измерений массовой концентрации диоксида хлора и озона, %	± 10

Таблица 21 – Характеристики измерений массовой концентрации органических веществ в воде

Наименование характеристик	Значения
Диапазон измерений массовой концентрации химического потребления кислорода (ХПК) и бихроматной окисляемости, при использовании датчиков UVAS sc в исполнениях, мг/дм ³ : «50 мм» «5 мм» «2 мм» «1 мм»	От 2 до 100 включ. От 20 до 1000 включ. От 50 до 2250 включ. От 100 до 4500 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации химического потребления кислорода (ХПК) и бихроматной окисляемости, при использовании датчиков UVAS sc в исполнениях, мг/дм ³ : «50 мм» «5 мм» «2 мм» «1 мм»	$\pm 1,5$ ± 18 ± 45 ± 90

Продолжение таблицы 21

Наименование характеристик	Значения
Диапазон измерений массовой концентрации общего органического углерода (ООУ) при использовании датчиков UVAS sc в исполнениях, мг/дм³: «50 мм» «5 мм» «2 мм» «1 мм»	От 0,5 до 40 включ. От 5 до 360 включ. От 20 до 1000 включ. От 40 до 2000 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации общего органического углерода (ООУ) при использовании датчиков UVAS sc в исполнениях, мг/дм³: «50 мм» «5 мм» «2 мм» «1 мм»	± 0,5 ± 5 ± 20 ± 40
Диапазон измерений массовой концентрации нефтепродуктов в воде при использовании датчиков FP 360 sc, FP 460 sc, FP 560 sc в исполнениях, мг/дм³: «0...500» «0...5000»	От 0,03 до 15 включ. От 0,5 до 150 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации нефтепродуктов в воде при использовании датчиков FP 360 sc, FP 460 sc, FP 560 sc в исполнениях, мг/дм³: «0...500» «0...5000 »	± (0,03 + 0,2·С) ± (0,5 + 0,2·С)
Диапазон измерений массовой концентрации нефтепродуктов в воде при использовании датчиков РАН, мг/дм³	От 0,03 до 15 включ.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации нефтепродуктов в воде при использовании датчиков РАН, мг/дм³	± (0,03 + 0,2·С)

Примечание к таблицам 15 – 21:

С – измеренное значение массовой концентрации компонента состава

Таблица 22 – Основные технические характеристики контроллеров

Наименование характеристик	Значения
Габаритные размеры, мм, не более	
контроллера sc200	
– длина	144
– высота	144
– ширина	181
контроллера sc1000	
– длина	315
– высота	255
– ширина	150
контроллера sc1500	
– длина	315
– высота	120
– ширина	242
контроллера sc4200, 4500	
– длина	144
– высота	144
– ширина	192
Масса, кг, не более	5
Параметры электрического питания контроллеров:	
– напряжение постоянного тока, В	24 ± 6
– напряжение переменного тока, В	220 ± 22
– частота переменного тока, Гц	от 50 до 60
Потребляемая мощность, В·А, не более	2000
Условия эксплуатации:	
-температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +60
-относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	85

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом либо наклейкой, наносится на корпус контроллера в виде наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 23 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализаторы жидкости промышленные многопараметрические	SC	1 шт.
Сменные части (по дополнительному заказу)	-	-
Фильтрующая система (по дополнительному заказу)	-	-
Руководство пользователя	РП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Работа» Руководства пользователя на датчики.

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений анализаторы применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам жидкости промышленным многопараметрическим SC

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2771 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ 8.120-2014 «Государственная система единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений pH»;

Техническая документация производителя HACH LANGE GmbH, Германия.

Правообладатель

HACH LANGE GmbH, Германия

Адрес штаб-квартиры: Германия, Koenigsweg 10, 14163 Berlin

Изготовители

HACH LANGE GmbH, Германия

Адрес штаб-квартиры: Германия, Koenigsweg 10, 14163 Berlin

Производственные площадки:

HACH LANGE GmbH, Германия

Адрес: Koenigsweg 10, 14163 Berlin

HACH Company, США

Адрес: 5600 Lindbergh Drive, PO Box 389, Loveland, Colorado 80539

Hach Lange, Швейцария

Адрес: Sàrl 6 route de Compois, 1222 Vézenaz,

Hach Water Quality Analytical Instruments (SHANGHAI) Co., Ltd, Китай

Адрес: Room 2645, 2/F, № 2001 North Yanggao Road (Zone F), PILOT FREE TRADE ZONE Shanghai 200131)

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

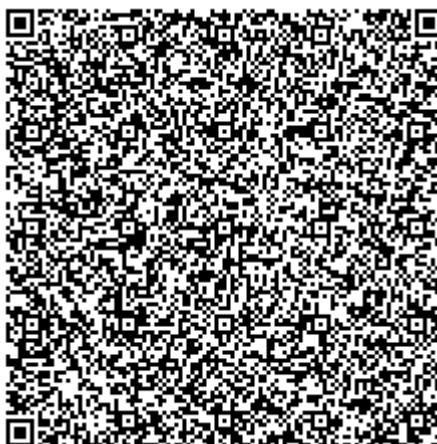
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Телефон (факс): (343) 350-26-18, (343) 350-20-39

Web-сайт: <http://www.uniim.ru/>

E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU. 311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87119-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1007
ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1007 ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс» (далее – СИКН) предназначена для измерения массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из трех измерительных линий (двух рабочих и одной контрольно-резервной);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений;
- 4) блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода.

В составе СИКН функционально выделены измерительные каналы (ИК) массового расхода, определение метрологических характеристик которых осуществляется комплектным методом при поверке СИКН.

Состав СИКН с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, мод. CMF 300	13425-06
Термопреобразователи сопротивления 90 мод. 902820/10	68302-17
Датчики давления Метран-150	32854-13
Блок измерений показателей качества нефти	
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Термопреобразователи сопротивления 90 мод. 902820/10	68302-17
Датчики давления Метран-150	32854-13
Расходомеры-счетчики ультразвуковые многоканальные УРСВ «ВЗЛЕТ МР»	28363-04
Система обработки информации	
Комплексы измерительно-вычислительные Вектор-02	62761-15
Блок трубопоршневой поверочной установки	
Установки трубопоршневые поверочные ТПУ Сапфир-Вектор-350	70652-18
Термопреобразователи сопротивления 90 мод. 902820/10	68302-17
Датчики давления Метран-150	32854-13

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое вычисление массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и массовой доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, поточных плотномера и влагомера на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой.

Заводской номер №1007, указан в инструкции по эксплуатации. Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКН представлено встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного «Вектор-02» и АРМ оператора СИКН.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК Вектор-02	АРМ оператора	
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.2	1.1	1.1
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	44BAA61F	66F2A061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав и основные метрологические характеристики измерительных каналов СИКН

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений по одному ИК, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового расхода, %
			Первичные измерительные преобразователи	Вторичная часть		
1-3	ИК массового расхода нефти	3	Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 300	Комплексы измерительно-вычислительные Вектор-02	от 24,9 до 95,0	±0,25

Примечание – пределы допускаемой относительной погрешности измерения массового расхода при использовании измерительной линии в качестве контрольно-резервной составляют ±0,20 %.

Таблица 4 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 24,9 до 190,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения:	
– массы брутто нефти, %	±0,25
– массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий, шт.	3 (2 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2020
Характеристики измеряемой среды:	
– температура, °С	от -15 до +25
– давление в измерительной линии, МПа	от 0,3 до 1,6

Продолжение таблицы 5

1	2
– плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 800 до 900
– массовая доля воды в нефти, %, не более	1
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
– содержание свободного газа	не допускается
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 1007 ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс»		1
Инструкция по эксплуатации		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 1007 ООО «Нефтеперерабатывающий завод «Северный Кузбасс», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2022.42552.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;
Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

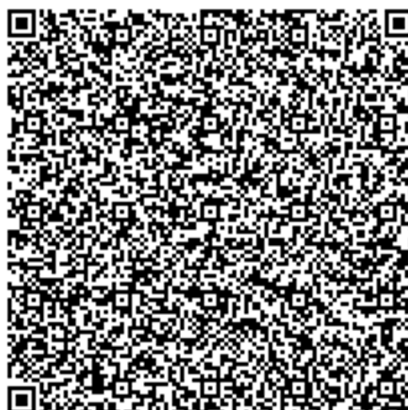
Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ Вектор»)
ИНН 7203256184
Юридический адрес: 625017, г. Тюмень, л. Авторемонтная, д. 51
Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88
Телефон: (3452) 38-87-20
Факс: (3452) 38-87-27
E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ Вектор»)
ИНН 7203256184
Юридический адрес: 625017, г. Тюмень, л. Авторемонтная, д. 51
Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88
Телефон: (3452) 38-87-20
Факс: (3452) 38-87-27
E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе-Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)
ИНН 7203004003
Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88
Телефон: (3452) 20-62-95
Факс: (3452) 28-00-84
Web-сайт: <https://тцсм.рф>
E-mail: mail@csm72.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87120-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Автоцистерны Таганай-Авто

Назначение средства измерений

Автоцистерны Таганай-Авто предназначены для измерения объема, транспортирования и заправки светлыми нефтепродуктами автомобилей, различных механизмов и машин.

Описание средства измерений

Принцип действия автоцистерн Таганай-Авто основан на заполнении их нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или через насос.

Автоцистерны Таганай-Авто изготавливаются в зависимости от технических характеристик автомобильных шасси. Конструкция цистерны может быть выполнена в поперечном сечении в форме «эллипс», «чемодан», «трапеция» и может состоять из одной или нескольких секций. Каждая из секций может иметь разную номинальную вместимость. Корпус цистерны изготовлен из листовой углеродистой стали и усилен внутри перегородками, выполняющими так же роль поперечных волнорезов.

В верхней части каждой секции (при наличии нескольких секций) цистерны приварена горловина, выполненная в поперечном сечении в виде круглой или прямоугольной формы, с указателем уровня налива (мерный угольник), заливным люком, дыхательным клапаном, смотровым окном, воздухоотводящими трубками, в нижней части каждой секции цистерны установлены опоры. На цистерне имеется площадка обслуживания с противоскользящей поверхностью в зоне обслуживания горловины. Для подъема на площадку обслуживания служит лестница.

Электрооборудование автоцистерн Таганай-Авто состоит из системы световой сигнализации и наружного освещения. Автоцистерны Таганай-Авто снабжается противопожарными средствами, к которым относятся: огнетушитель; ящик для песка, заземляющее устройство, цепь походного заземления.

Наполнение автоцистерн Таганай-Авто осуществляется через заливной люк горловины при использовании внешнего насоса. Опорожнение цистерны происходит самотеком.

Автоцистерны Таганай-Авто имеют следующие модификации:

ПЦ – прицеп-цистерна (далее – ПЦ);

ППЦ – полуприцеп-цистерна (далее – ППЦ);

АТЗ – автотопливозаправщик (далее – АТЗ);

АЦ – автоцистерна (далее – АЦ);

АКН – автоцистерна для сбора жидких нефтепродуктов (далее – АКН);

Модификации АЦ могут иметь следующие исполнения:

ПЦ-4, ПЦ-5, ПЦ-6, ПЦ-7, ПЦ-8, ПЦ-9, ПЦ-10, ПЦ-11, ПЦ-12, ПЦ-13, ПЦ-14, ПЦ-15, ПЦ-16, ПЦ-17, ПЦ-18, ПЦ-19, ПЦ-20, ПЦ-21, ПЦ-22, ПЦ-23, ПЦ-24, ПЦ-25, ПЦ-26, ПЦ-27, ПЦ-28, ПЦ-29, ПЦ-30;

ППЦ-4, ППЦ-5, ППЦ-6, ППЦ-7, ППЦ-8, ППЦ-9, ППЦ-10, ППЦ-11, ППЦ-12, ППЦ-13, ППЦ-14, ППЦ-15, ППЦ-16, ППЦ-17, ППЦ-18, ППЦ-19, ППЦ-20, ППЦ-21, ППЦ-22, ППЦ-23, ППЦ-24, ППЦ-25, ППЦ-26, ППЦ-27, ППЦ-28, ППЦ-29, ППЦ-30, ППЦ-31, ППЦ-32, ППЦ-33, ППЦ-34, ППЦ-35, ППЦ-36, ППЦ-37, ППЦ-38, ППЦ-39, ППЦ-40;

АЦ-4, АЦ-5, АЦ-6, АЦ-7, АЦ-8, АЦ-9, АЦ-10, АЦ-11, АЦ-12, АЦ-13, АЦ-14, АЦ-15, АЦ-16, АЦ-17, АЦ-18, АЦ-19, АЦ-20, АЦ-21, АЦ-22, АЦ-23, АЦ-24, АЦ-25, АЦ-26, АЦ-27, АЦ-28, АЦ-29, АЦ-30, АЦ-31, АЦ-32, АЦ-33, АЦ-34, АЦ-35, АЦ-36, АЦ-37, АЦ-38, АЦ-39, АЦ-40;

АТЗ-4, АТЗ-5, АТЗ-6, АТЗ-7, АТЗ-8, АТЗ-9, АТЗ-10, АТЗ-11, АТЗ-12, АТЗ-13, АТЗ-14, АТЗ-15, АТЗ-16, АТЗ-17, АТЗ-18, АТЗ-19, АТЗ-20, АТЗ-21, АТЗ-22, АТЗ-23, АТЗ-24, АТЗ-25, АТЗ-26, АТЗ-27, АТЗ-28, АТЗ-29, АТЗ-30, АТЗ-31, АТЗ-32, АТЗ-33, АТЗ-34, АТЗ-35, АТЗ-36, АТЗ-37, АТЗ-38, АТЗ-39, АТЗ-40;

АКН-4, АКН-5, АКН-6, АКН-7, АКН-8, АКН-9, АКН-10, АКН-11, АКН-12, АКН-13, АКН-14, АКН-15, АКН-16, АКН-17, АКН-18, АКН-19, АКН-20, АКН-21, АКН-22, АКН-23, АКН-24, АКН-25, АКН-26, АКН-27, АКН-28, АКН-29, АКН-30, АКН-31, АКН-32, АКН-33, АКН-34, АКН-35, АКН-36, АКН-37, АКН-38, АКН-39, АКН-40.

Узел выдачи топлива автоцистерн Таганай-Авто состоит из фильтра тонкой очистки, счетчика жидкости с овальными шестернями TechnoTech серии Т модификации Т-25, Т-40 (регистрационный номер 72808-18) или счетчик жидкости СЖ-ППО-25, СЖ-ППО-40 (регистрационный номер 59916-15), предохранительного клапана и раздаточного рукава с раздаточным краном (пистолетом), устанавливается на модификацию АТЗ и по требованию заказчика на ПЦ и ППЦ.

Общий вид автоцистерн Таганай-Авто представлен на рисунках 1, 2. Место пломбирования от несанкционированного доступа обозначено рисунках 3 – 8.

Нанесение знака поверки осуществляется ударным способом на маркировочную табличку, указатель уровня налива (мерный угольник), а так же оттиском клейма в формуляр автоцистерн Таганай-Авто. Заводской номер наносится на маркировочную табличку ударным способом.



Рисунок 1 – Общий вид АТЗ с двумя секциями

Место
нанесения
знака
утверждения
типа и
заводского
номера



Рисунок 2 – Общий вид АЦ с одной секцией

Место нанесения
знака
утверждения типа и
заводского номера



Рисунок 3 – Общий вид ПЦ с одной секцией

Место
нанесения
знака
утверждения
типа и
заводского
номера



Рисунок 4 – Общий вид ППЦ с двумя секциями

Место
нанесения
знака
утверждения
типа и
заводского
номера



Рисунок 5 – Общий вид АКН с одной секцией

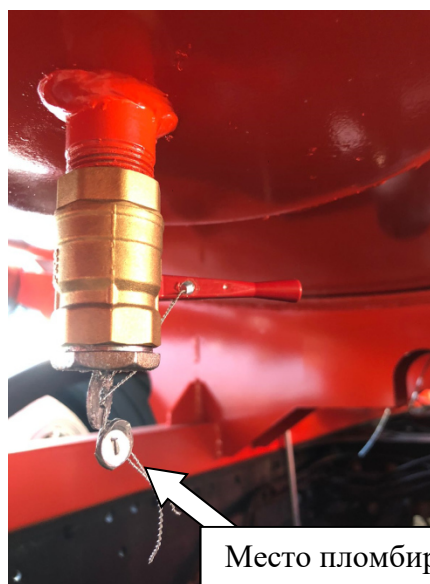
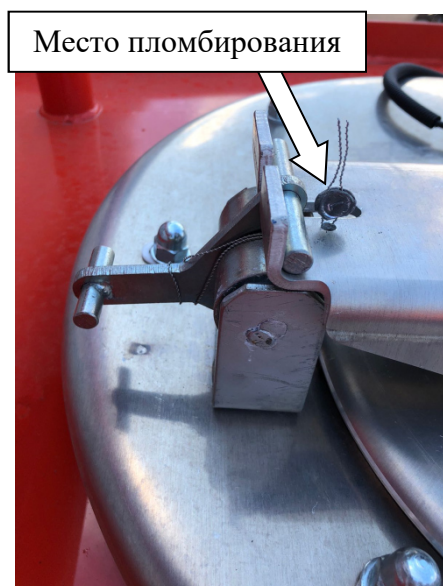


Рисунок 6 – Запорный механизм крышки заливной горловины и кран сливной для слива из отстойника

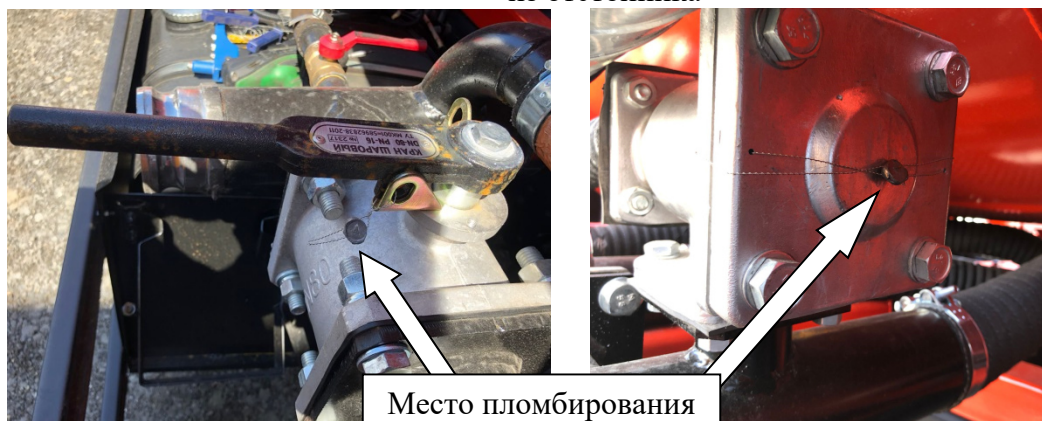


Рисунок 7 – Заглушка быстроразъёмного соединения, кран шаровый на трубопроводе

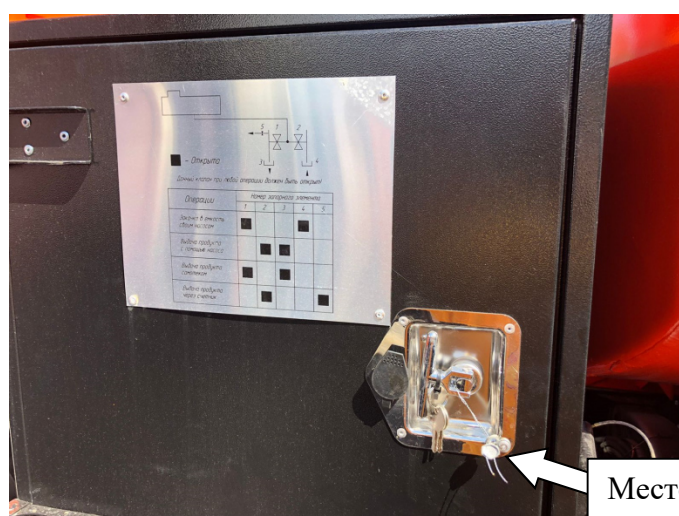


Рисунок 8 – Замок отсека узла выдачи топлива

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 1, 2, 3.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций АТЗ, АЦ, АКН, ПЦ, ППЦ следующих исполнений:						
	АТЗ-4	АТЗ-5	АТЗ-6	АТЗ-7	АТЗ-8	АТЗ-9	АТЗ-10
	АЦ-4	АЦ-5	АЦ-6	АЦ-7	АЦ-8	АЦ-9	АЦ-10
	АКН-4	АКН-5	АКН-6	АКН-7	АКН-8	АКН-9	АКН-10
	ПЦ-4	ПЦ-5	ПЦ-6	ПЦ-7	ПЦ-8	ПЦ-9	ПЦ-10
	ППЦ-4	ППЦ-5	ППЦ-6	ППЦ-7	ППЦ-8	ППЦ-9	ППЦ-10
Номинальная вместимость цистерны, м ³	4,0	5,0	6,00	7,00	8,00	9,00	10,0
Разность между номинальной и действительной вместимостью, м ³ , не более	±0,1	±0,1	±0,12	±0,14	±0,16	±0,18	±0,2
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 4,0	от 0,5 до 5,0	от 0,5 до 6,0	от 0,5 до 7,0	от 0,5 до 8,0	от 0,5 до 9,0	от 0,5 до 10,0
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4						
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного устройства топливораздачи**, %	±0,5						
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для модификаций АТЗ, АЦ, АКН, ПЦ, ППЦ следующих исполнений:						
	АТЗ-11	АТЗ-12	АТЗ-13	АТЗ-14	АТЗ-15	АТЗ-16	АТЗ-17
	АЦ-11	АЦ-12	АЦ-13	АЦ-14	АЦ-15	АЦ-16	АЦ-17
	АКН-11	АКН-12	АКН-13	АКН-14	АКН-15	АКН-16	АКН-17
	ПЦ-11	ПЦ-12	ПЦ-13	ПЦ-14	ПЦ-15	ПЦ-16	ПЦ-17
	ППЦ-11	ППЦ-12	ППЦ-13	ППЦ-14	ППЦ-15	ППЦ-16	ППЦ-17
Номинальная вместимость цистерны, м ³	11,00	12,00	13,0	14,00	15,000	16,00	17,000
Разность между номинальной и действительной вместимостью, м ³ , не более	±0,165	±0,18	±0,195	±0,21	±0,225	±0,24	±0,255
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 11,0	от 0,5 до 12,0	от 0,5 до 13,0	от 0,5 до 14,0	от 0,5 до 15,0	от 0,5 до 16,0	от 0,5 до 17,0
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4						
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного устройства топливораздачи**, %	±0,5						
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для модификаций АТЗ, АЦ, АКН, ПЦ, ППЦ следующих исполнений:						
	АТЗ-18	АТЗ-19	АТЗ-20	АТЗ-21	АТЗ-22	АТЗ-23	АТЗ-24
	АЦ-18	АЦ-19	АЦ-20	АЦ-21	АЦ-22	АЦ-23	АЦ-24
	АКН-18	АКН-19	АКН-20	АКН-21	АКН-22	АКН-23	АКН-24
	ПЦ-18	ПЦ-19	ПЦ-20	ПЦ-21	ПЦ-22	ПЦ-23	ПЦ-24
	ППЦ-18	ППЦ-19	ППЦ-20	ППЦ-21	ППЦ-22	ППЦ-23	ППЦ-24
Номинальная вместимость цистерны, м ³	18,00	19,000	20,0	21,000	22,00	23,00	24,00
Разность между номинальной и действительной вместимостью, м ³ , не более	±0,27	±0,285	±0,3	±0,315	±0,33	±0,345	±0,36
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 18,0	от 0,5 до 19,0	от 0,5 до 20,0	от 0,5 до 21,0	от 0,5 до 22,0	от 0,5 до 23,0	от 0,5 до 24,0
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4						
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного устройства топливораздачи**, %	±0,5						
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для модификаций АТЗ, АЦ, АКН, ПЦ, ППЦ следующих исполнений:							
	АТЗ-25	АТЗ-26	АТЗ-27	АТЗ-28	АТЗ-29	АТЗ-30	АТЗ-31	АТЗ-32
	АЦ-25	АЦ-26	АЦ-27	АЦ-28	АЦ-29	АЦ-30	АЦ-31	АЦ-32
	АКН-25	АКН-26	АКН-27	АКН-28	АКН-29	АКН-30	АКН-31	АКН-32
	ПЦ-25	ПЦ-26	ПЦ-27	ПЦ-28	ПЦ-29	ПЦ-30	ППЦ-31	ППЦ-32
	ППЦ-25	ППЦ-26	ППЦ-27	ППЦ-28	ППЦ-29	ППЦ-30		
Номинальная вместимость цистерны, м ³	25,00	26,00	27,00	28,00	29,00	30,00	31,000	32,00
Разность между номинальной и действительной вместимостью, м ³ , не более	±0,375	±0,39	±0,405	±0,42	±0,435	±0,45	±0,465	±0,48
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 25,0	от 0,5 до 26,0	от 0,5 до 27,0	от 0,5 до 28,0	от 0,5 до 29,0	от 0,5 до 30,0	от 0,5 до 31,0	от 0,5 до 32,0
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4							
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного устройства топливораздачи**, %	±0,5							
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,03	0,031	0,032

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для модификаций АТЗ, АЦ, АКН, ППЦ следующих исполнений:							
	АТЗ-33	АТЗ-34	АТЗ-35	АТЗ-36	АТЗ-37	АТЗ-38	АТЗ-39	АТЗ-40
	АЦ-33	АЦ-34	АЦ-35	АЦ-36	АЦ-37	АЦ-38	АЦ-39	АЦ-40
	АКН-33	АКН-34	АКН-35	АКН-36	АКН-37	АКН-38	АКН-39	АКН-40
	ППЦ-33	ППЦ-34	ППЦ-35	ППЦ-36	ППЦ-37	ППЦ-38	ППЦ-39	ППЦ-40
Номинальная вместимость цистерны, м ³	33,000	34,00	35,00	36,00	37,000	38,00	39,00	40,00
Разность между номинальной и действительной вместимостью, м ³ , не более	±0,495	±0,51	±0,525	±0,54	±0,555	±0,57	±0,585	±0,6
Номинальная вместимость секций, м ³	от 0,5 до 33,0	от 0,5 до 34,0	от 0,5 до 35,0	от 0,5 до 36,0	от 0,5 до 37,0	от 0,5 до 38,0	от 0,5 до 39,0	от 0,5 до 40,0
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций)*, %	±0,4							
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного устройства топливораздачи**, %	±0,5							
Несливаемый остаток после опорожнения цистерны (секций), м ³ , не более	0,033	0,034	0,035	0,036	0,037	0,038	0,039	0,04

Примечания к таблице 1:

* Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости цистерны (секций) при периодической поверке

** Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного устройства топливораздачи для АТЗ, ПЦ и ППЦ

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Исполнение АЦ	Полная масса, кг, не более	Снаряженная масса, кг, не более	Длина, мм, не более	Ширина, мм, не более	Высота, мм, не более	Количество секций в цистерне, шт.	Время заполнения цистерны своим насосом, мин. не более	Время слива своим насосом из цистерны, мин. не более	Время слива самотеком из цистерны, мин. не более	Объем вместимости горловины цистерны над указателем, м³, не менее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АТЗ-4, АЦ-4, АКН-4, ПЦ-4, ППЦ-4	10000	4000	10000	2550	4000	от 1 до 6 включ.	18	16	32	0,1
АТЗ-5, АЦ-5, АКН-5, ПЦ-5, ППЦ-5							22	20	36	0,1
АТЗ-6, АЦ-6, АКН-6, ПЦ-6, ППЦ-6	10100						26	24	40	0,12
АТЗ-7, АЦ-7, АКН-7, ПЦ-7, ППЦ-7							30	28	44	0,14
АТЗ-8, АЦ-8, АКН-8, ПЦ-8, ППЦ-8	24000	7500	11500				34	32	48	0,16
АТЗ-9, АЦ-9, АКН-9, ПЦ-9, ППЦ-9							38	36	52	0,18
АТЗ-10, АЦ-10, АКН-10, ПЦ-10, ППЦ-10							42	40	56	0,20
АТЗ-11, АЦ-11, АКН-11, ПЦ-11, ППЦ-11			12000				46	44	60	0,22
АТЗ-12, АЦ-12, АКН-12, ПЦ-12, ППЦ-12							50	48	64	0,24
АТЗ-13, АЦ-13, АКН-13, ПЦ-13, ППЦ-13							54	52	68	0,26
АТЗ-14, АЦ-14, АКН-14, ПЦ-14, ППЦ-14			17000				58	56	72	0,28
АТЗ-15, АЦ-15, АКН-15, ПЦ-15, ППЦ-15							62	60	76	0,30
АТЗ-16, АЦ-16, АКН-16, ПЦ-16, ППЦ-16							66	64	80	0,32
АТЗ-17, АЦ-17, АКН-17, ПЦ-17, ППЦ-17							70	68	84	0,34
АТЗ-18, АЦ-18, АКН-18, ПЦ-18, ППЦ-18							74	72	88	0,36
АТЗ-19, АЦ-19, АКН-19, ПЦ-19, ППЦ-19							78	76	92	0,38
АТЗ-20, АЦ-20, АКН-20, ПЦ-20, ППЦ-20							82	80	96	0,4

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АТЗ-21, АЦ-21, АКН-21, ПЦ-21, ППЦ-21	55000	15000	18000	2550	4000	от 1 до 6 включ.	86	84	100	0,42
АТЗ-22, АЦ-22, АКН-22, ПЦ-22, ППЦ-22							90	88	104	0,44
АТЗ-23, АЦ-23, АКН-23, ПЦ-23, ППЦ-23							94	92	108	0,46
АТЗ-24, АЦ-24, АКН-24, ПЦ-24, ППЦ-24							98	96	112	0,48
АТЗ-25, АЦ-25, АКН-25, ПЦ-25, ППЦ-25							102	100	116	0,5
АТЗ-26, АЦ-26, АКН-26, ПЦ-26, ППЦ-26							106	104	120	0,52
АТЗ-27, АЦ-27, АКН-27, ПЦ-27, ППЦ-27							110	108	124	0,54
АТЗ-28, АЦ-28, АКН-28, ПЦ-28, ППЦ-28							114	112	118	0,56
АТЗ-29, АЦ-29, АКН-29, ПЦ-29, ППЦ-29							118	116	122	0,58
АТЗ-30, АЦ-30, АКН-30, ПЦ-30, ППЦ-30							122	120	126	0,6
АТЗ-31, АЦ-31, АКН-31, ППЦ-31							126	124	130	0,62
АТЗ-32, АЦ-32, АКН-32, ППЦ-32							130	128	134	0,64
АТЗ-33, АЦ-33, АКН-33, ППЦ-33							134	132	138	0,66
АТЗ-34, АЦ-34, АКН-34, ППЦ-34							138	136	142	0,68
АТЗ-35, АЦ-35, АКН-35, ППЦ-35							142	140	146	0,7
АТЗ-36, АЦ-36, АКН-36, ППЦ-36							146	144	150	0,72
АТЗ-37, АЦ-37, АКН-37, ППЦ-37							150	148	154	0,74
АТЗ-38, АЦ-38, АКН-38, ППЦ-38							154	152	158	0,76
АТЗ-39, АЦ-39, АКН-39, ППЦ-39							158	156	162	0,78
АТЗ-40, АЦ-40, АКН-40, ППЦ-40							162	160	166	0,8

Таблица 3 – Условия эксплуатации

Параметр	Значение
Температура окружающего воздуха, °С	от минус 40 до плюс 40
Относительная влажность воздуха, % при 25 °С	до 95

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Автоцистерна Таганай-Авто в сборе	Автоцистерна Таганай-Авто (по заказу)	1 шт.
Комплекующие согласно комплектационной ведомости		1 шт.
Счетчик жидкости для модификаций АТЗ, ПЦ и ППЦ с комплектом эксплуатационных документов	Счетчик жидкости с овальными шестернями TechnoTech серии Т модификации Т-25, Т-40 или СЖ-ППО-25, СЖ-ППО-40 (по заказу)	1 шт.
Эксплуатационные документы		
Руководство по эксплуатации		1 экз.
Формуляр		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в 3 разделе «Использование по назначению» документа «Автоцистерна Таганай-Авто. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости

и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»; ГОСТ 33666-2015 Автомобильные транспортные средства для транспортировки и заправки нефтепродуктов;

ТУ 4525-010-51482420-2012 Автоцистерны Таганай-Авто. Технические условия.

Правообладатель

Общество с Ограниченной Ответственностью Научно-технический центр «Таганай-Авто» (ООО «НТЦ «Таганай-Авто»)

ИНН: 7415044199

Адрес: 456300, Челябинская область, г. Миасс, Тургорское шоссе, дом 5/17, офис 32

Телефон: +8 (351) 354-33-00;

Факс: +8 (351) 354-35-99;

e-mail: taganaiavto@mail.ru

Изготовитель

Общество с Ограниченной Ответственностью Научно-технический центр «Таганай-Авто» (ООО «НТЦ «Таганай-Авто»)

ИНН: 7415044199

Адрес: 456300, Челябинская область, г. Миасс, Тургорское шоссе, дом 5/17, офис 32

Телефон: +8 (351) 354-33-00;

Факс: +8 (351) 354-35-99;

e-mail: taganaiaвто@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Челябинской области» (ФБУ «Челябинский ЦСМ»)
ИНН 7453042996

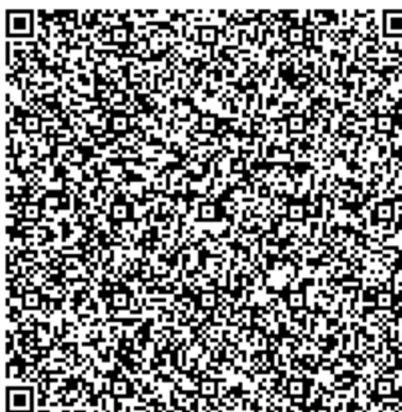
Адрес: 454020, г. Челябинск, ул. Энгельса, д.101

Телефон/факс: (351) 232-04-01,

Web-сайт: www.chelcsm.ru

✉-mail: stand@chelcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00234-2013.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87121-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Пестровка» Чапаевского ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Пестровка» Чапаевского ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» (далее по тексту - 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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных типа «ЭКОМ-3000», технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP ProLiant DL380 G7, устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее передача на ИВК. УСПД с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML и отправляет их по выделенному каналу связи сети Интернет всем заинтересованным субъектам оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3 (уровень ИВК) и устройство приема и передачи данных типа «ЭКОМ-3000» со встроенным ГЛОНАСС-приемником (далее-УСПД) (уровень ИВКЭ), синхронизирующие собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 3 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с и более, ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 01 установлен в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	cb eb a6 93 18 be d9 76 e0 8a 2b b7 81 4b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 110 кВ, Т1 110 кВ	TG 145N 400/5 КТ 0,2S Рег.№ 75894-19	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№ 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	УСПД «ЭКОМ-3000» (мод. Т-С50-М3-В8-Г-ТЕ), рег. № 17049-19	УСВ-3, рег.№51644-12/ HP ProLiant DL380 G7
2	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 110 кВ, Т2 110 кВ	ТОГФ-110 400/5 КТ 0,2S Рег.№ 61432-15	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Рег.№ 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
3	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 110 кВ, СВ 110 кВ	ТОГФ-110 400/5 КТ 0,2S Рег.№ 61432-15	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№ 61431-15 СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Рег.№ 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
4	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Мосты-2	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
5	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Падовка-1	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
6	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Петруховская	ТОЛ-СВЭЛ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Пестравка-2	ТОЛ-СВЭЛ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	УСПД «ЭКОМ-3000» (мод. Т-С50-М3-В8-Г-ТЕ), рег. № 17049-19	УСВ-3, рег.№51644-12/ HP ProLiant DL380 G7
8	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, Т2 35 кВ	ТОЛ-35 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
9	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, СВ 35 кВ	ТОЛ-35 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 47959-16	НОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 51621-12 ЗНОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 71707-18	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
10	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 35 кВ, Т1 35 кВ	ТОЛ-СВЭЛ 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 70106-17	НОЛ-СЭЩ-35 35000/100 КТ 0,2 Рег.№ 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17		
11	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 113, Резерв	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
12	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 112, Ф-8	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
13	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 111, Резерв	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
14	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 110, Ф-3	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
15	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 109, Ф-9	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 108, Ф-2	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер.№ 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17	УСПД «ЭКОМ-3000» (мод. Т-С50-М3-В8-Г-ТЕ), пер. № 17049-19	УСВ-3, пер.№51644-12/ HP ProLiant DL380 G7
17	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 107, Ф-17	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
18	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 106, Ф-7	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
19	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 104, С-1-Т 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5S Пер.№ 51624-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
20	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 103, Р-1-Т 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
21	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 102, Ф-5	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
22	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 201, СВВ 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5S Пер.№ 51624-12	НОЛ-СЭЩ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер.№ 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
23	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 202, Р-2-Т 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
24	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 203, Ф-4	ТОЛ-СЭЩ 200/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		
25	ПС 110/35/10кВ «Пестровка», 3РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 204, Резерв	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Пер.№ 51623-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Пер.№ 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	4	4	5	6	7
26	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 205, С-2-Т 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5S Рег.№ 51624-12	НОЛ-СЭЩ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17	УСПД «ЭКОМ-3000» (мод. Т-С50-М3-В8-Г-ТЕ), рег. № 17049-19	УСВ-3, рег.№51644-12/ HP ProLiant DL380 G7
27	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 207, Ф-6	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
28	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 208, Ф-16	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
29	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 209, Резерв	ТОЛ-СЭЩ 150/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
30	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 210, Ф-14	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
31	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 211, СПГ 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ 600/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		
32	ПС 110/35/10кВ «Пестравка», ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 212, Ф-1	ТОЛ-СЭЩ 100/5 КТ 0,5S Рег.№ 51623-12		СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36697-17		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-3	Активная	0,6	2,1
	Реактивная	1,0	1,4
4-10	Активная	1,0	5,3
	Реактивная	1,6	2,5
11-32	Активная	1,3	5,5
	Реактивная	2,1	3,4
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,5$ токе ТТ, равном 1(2) % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	32
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервера ИВК, °C - температура окружающей среды для УСПД, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. До 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +35 от +10 до +30 от +10 до +50 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220 000

Продолжение таблицы 4

1	2
УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД «ЭКОМ-3000»: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 350 000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут УСПД «ЭКОМ-3000»: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;
- УСПД.

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК;
- установка пароля на УСПД.

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.
1	2	3
Трансформатор тока	TG 145N	3
	ТОГФ-110	6
	ТОЛ-СЭЩ	63
	ТШЛ-СЭЩ	9
	ТОЛ-СВЭЛ	9
	ТОЛ-35	6
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	3
	НОЛ-СЭЩ-10	6
	СРВ 72-800	3
	ЗНОЛ-СЭЩ-35	3
	НОЛ-СЭЩ-35	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	10
	СЭТ-4ТМ.03М.01	22
Устройство сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000» мод. Т-С50-М3-В8-Г-ТЕ	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProLiant DL380 G7	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/17/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Пестровка» Чапаевского ПО филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети». МВИ 26.51.43/17/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерения

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Филиал публичного акционерного общества «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» (филиал ПАО «Россети Волга» - «Самарские РС»)
ИНН 6450925977
Адрес (юридический): 443068, Самарская область, г. Самара, ул. Ново-Садовая, 106 «Б», к.133
Телефон: 8 (846) 339-33-59
E-mail: office@samara.rossetivolga.ru

Изготовитель

Филиал публичного акционерного общества «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» (филиал ПАО «Россети Волга» - «Самарские РС»)

ИНН 6450925977

Адрес (юридический): 443068, Самарская область, г. Самара, ул. Ново-Садовая, 106 «Б», к.133

Телефон: 8 (846) 339-33-59

E-mail: office@samara.rossetivolga.ru

Испытательный центр

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

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

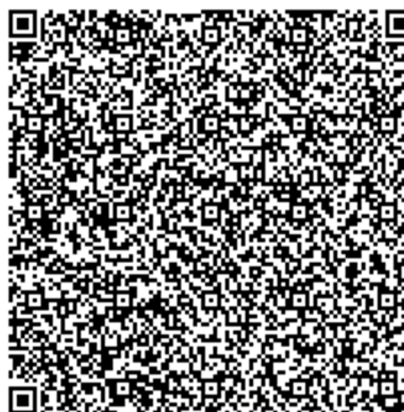
ИНН 6311012306

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27. Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 311281.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87122-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна DORS T1 V1 S222.30A

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна DORS T1 V1 S222.30A (далее - ППЦ) предназначена для измерений объема и транспортировки нефтепродуктов плотностью от 700 до 860 кг/м³.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении ее нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком.

ППЦ состоит из сварной емкости цилиндрической формы, установленной на шасси. ППЦ является транспортной мерой полной вместимости (далее - ТМ). Цистерна состоит из четырех герметичных секций. Внутри секций имеются перегородки-волнорезы с отверстиями-лазами. Каждая секция цистерны оборудована заливной горловиной круглой формы, донным клапаном и отдельным сливным патрубком. Указатели уровня налива установлены в полости цистерны.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя:

- горловину с указателем уровня;
- съемную крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- рукава напорно-всасывающие.

На боковых сторонах и сзади ППЦ имеет надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения скорости и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Заводской номер, обеспечивающий идентификацию ППЦ, нанесен на табличку в передней части ППЦ и продублирован на корпусе ППЦ ударно-точечным способом.

К ППЦ данного типа относится ППЦ с заводским номером NP9MS2230D3002345.

Общий вид ППЦ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид полуприцепа-цистерны OKT TRAILER S222 30A DORS T1

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

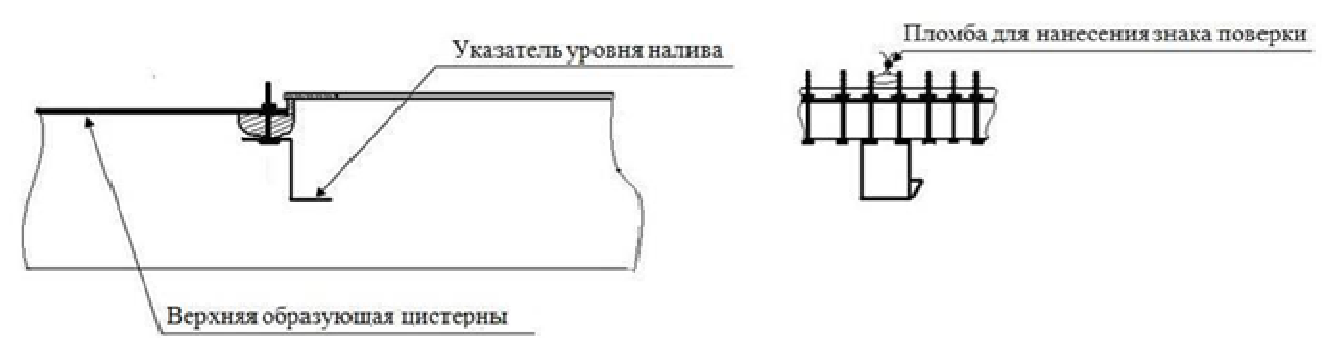


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения			
Номинальная вместимость ППЦ, дм^3	30000			
Количество секций	4			
Номинальные вместимости секций, дм^3	I	II	III	IV
	10000	6000	8000	6000
Пределы допускаемой относительной погрешности ППЦ, %	$\pm 0,4$			
Разность между номинальной и действительной вместимостью ППЦ, %, не более	$\pm 1,5$			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Снаряженная масса, кг, не более	5500
Длина, мм, не более	10500
Ширина, мм, не более	2500
Высота, мм, не более	3400

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ППЦ печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	DORS T1 V1 S222.30A	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации и обслуживанию полуприцепа цистерны (ТСМ)	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6.2.1 «Процедура заполнения танкера» Инструкции по эксплуатации и обслуживанию полуприцепа цистерны.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

«OK KARDESLER DAMPER KAROSER VE DINGIL IM», Турция

Адрес: 2 A Sultangazi, İstanbul, Turkey

Тел./факс: (0 532)724 70 59/730 70 17

Web-сайт: www.ersinkardeslerdamper.com

Изготовитель

«OK KARDESLER DAMPER KAROSER VE DINGIL IM», Турция

Адрес: 2 A Sultangazi, İstanbul, Turkey

Тел./факс: (0 532)724 70 59/730 70 17

Web-сайт: www.ersinkardeslerdamper.com

Испытательный центр

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

ИНН 6230004748

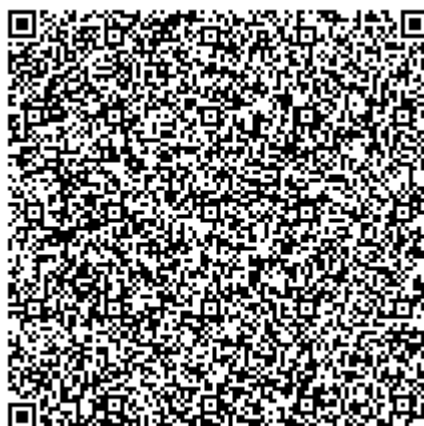
Адрес: 390011, г. Рязань, проезд Старообрядческий, д. 5

Телефон: (4912) 55-00-01, 44-55-84, факс: (4912) 44-55-84

Web-сайт: <http://rscsm-ryazan.ru>

E-mail: asu@rscsm-ryazan.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311204.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87123-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические номинальной вместимостью 5 м³, 6 м³, 16 м³, 20 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС представляют собой горизонтальные стальные сосуды цилиндрической формы подземного исполнения с плоскими и усеченно-коническими днищами, оборудованные люками и приемно-раздаточными патрубками для заполнения и опорожнения резервуаров.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС имеют несколько модификаций: РГС-5, РГС-6, РГС-16, РГС-20 в зависимости от вместимости.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС расположены на территории ЛПДС «Становая-1» МРУ АО «Транснефть – Дружба», 399710, Липецкая область, Становлянский район, п. Дружба.

Заводские номера резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС нанесены печатным способом в паспорт и аэрографическим способом на металлическую табличку, расположенную на люке резервуара.

Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификаций РГС-5, РГС-6, РГС-16 (подземного исполнения) представлен на рисунке 1.

Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-20 (подземного исполнения) представлен на рисунке 2.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-5 представлена на рисунке 3.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-6 представлена на рисунке 4.

Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-16 представлена на рисунке 5.

Фотографии горловин и заводских номеров резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-20 представлены на рисунках 6-7.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

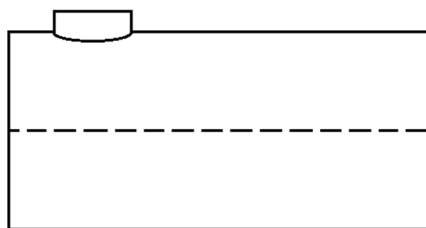


Рисунок 1 – Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификаций РГС-5, РГС-6, РГС-16 (подземного исполнения)

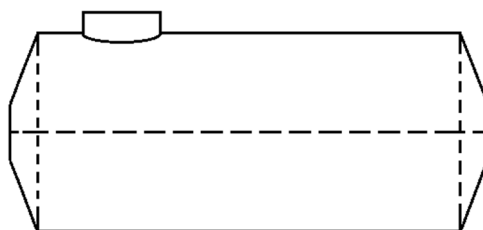


Рисунок 2 – Эскиз резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС, модификации РГС-20 (подземного исполнения)



Рисунок 3 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-5, заводской номер 29



Рисунок 4 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-6, заводской номер 28



Рисунок 5 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-16, заводской номер 14



Рисунок 6 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-20, заводской номер 24



Рисунок 7 – Фотография горловины и заводского номера резервуара стального горизонтального цилиндрического РГС, модификации РГС-20, заводской номер 25

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	РГС-5	РГС-6	РГС-16	РГС-20	
Заводской номер	29	28	14	24	25
Номинальная вместимость, м³	5	6	16	20	
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30
Вероятность безотказной работы	0,95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-5 (РГС-6, РГС-16, РГС-20)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 4 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Изготовитель

Мичуринское районное управление Акционерного общества «Транснефть – Дружба»
(МРУ АО «Транснефть – Дружба»)
ИНН 3235002178
Адрес: 393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»
Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113
Телефон/факс: +7 (47545) 5-35-45
Web-сайт: www.druzhba.transneft.ru
E-mail: office@brn.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ «Липецкий ЦСМ»)
ИНН 4823003043

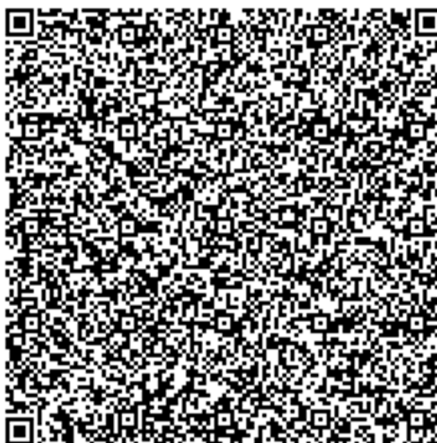
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а

Телефон: +7 (4742) 56-74-44

Web-сайт: www.lcsm.ru

E-mail: lcsm@lcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87124-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №807
ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №807 ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее по тексту – СИКН) предназначена для измерений массы нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и АО «Транснефть».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти в трубопроводе (далее по тексту – нефти) с помощью расходомеров массовых MicroMotion (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти в трубопроводе по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

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

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции измерения и оперативного контроля показателей качества нефти, а также отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК, осуществляющий сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора АРМ (основное и резервное) (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

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	13425-01
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные ЕJA	14495-00
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Расходомеры-счетчики ультразвуковые многоканальные УРСВ «ВЗЛЕТ МР»	18802-99
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-00

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик МПР по ПУ, КМХ рабочих и резервного МПР по контрольно-резервному МПР;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализована в ИВК.

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

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	B21.05
Цифровой идентификатор ПО	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	—

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 10 до 544
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
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – давление, МПа – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с – объемная доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм. рт.ст.) – содержание свободного газа, %, не более	от +5 до +40 от 700 до 1100 от 0,2 до 1,6 от 4 до 15 1,0 900 0,05 до 75,0 (563) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, мм. рт. ст.	от -40 до +19 от 50 до 85 от 645 до 803
Средний срок службы, лет, не менее Средняя наработка на отказ, ч	10 20000
Режим работы СИКН	непрерывный

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 СИКН №807 ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», заводской №07	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1134-2021 с изменением № 1 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти №807

ТПП «Урайнефтегаз» ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ФР.1.29.2022.42107.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

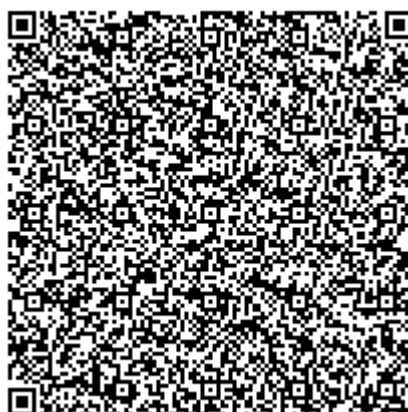
Закрытое акционерное общество «Инженерно производственная фирма Вектор»
(ЗАО «ИПФ Вектор»)
ИНН 7203091101
Адрес: 625031, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Инженерно производственная фирма Вектор»
(ЗАО «ИПФ Вектор»)
ИНН 7203091101
Адрес: 625031, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87125-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Сигнализаторы аэрозолей кислоты и щелочи ГРАНТ-КЩ

Назначение средства измерений

Сигнализаторы аэрозолей кислоты и щелочи ГРАНТ-КЩ (далее – сигнализаторы) предназначены для автоматических измерений массовой концентрации аэрозолей серной кислоты (H_2SO_4) и гидроксида натрия ($NaOH$) в воздухе рабочей зоны и выдачи сигнализации при превышении установленных порогов.

Описание средства измерений

Принцип действия – потенциометрический, основанный на измерениях РН растворов, полученных путем барботаж воздуха рабочей зоны через дистиллированную воду в измерительной ячейке.

Сигнализаторы представляют собой автоматические стационарные приборы общепромышленного назначения, работающие по принципу циклического проточно-инжекционного химического анализа.

Воздух рабочей зоны периодически с постоянным расходом в течение заданного промежутка времени барботируется через определенный объем дистиллированной воды, закачиваемой в измерительную ячейку (ИЯ). Стекланный электрод измеряет концентрацию ионов H^+ в полученных растворах серной кислоты или гидроксида натрия. С помощью программного обеспечения рассчитывается значение массовой концентрации аэрозоля серной кислоты или значение массовой концентрации аэрозоля гидроксида натрия в воздухе рабочей зоны. Затем раствор из ИЯ сливается в емкость для сбора отработанного раствора. ИЯ несколько раз промывается дистиллированной водой и цикл измерений повторяется.

Сигнализаторы состоят из блока измерительного, блока управления, блока согласования, блока пневматического. Блоки сигнализаторов выполнены в виде корпусов из пластмассы. На боковых стенках расположены разъемы для соединения блоков кабелями между собой, тумблеры включения и кабельные вводы электрического питания. Блок измерительный имеет отверстия для подачи и слива воды и соединяется трубкой для прокачки воздуха с блоком пневматическим. На блоке согласования расположены релейно-контактные выходы с возможностью подключения внешней звуковой сигнализации и аналоговый токовый выход от 4 до 20 мА.

Сигнализаторы выпускаются в двух модификациях: ГРАНТ-КС для измерений массовой концентрации аэрозолей серной кислоты (H_2SO_4) и ГРАНТ-Щ для измерений массовой концентрации аэрозолей гидроксида натрия ($NaOH$).

Ограничение доступа к местам регулировки осуществляется пломбировкой винтов крышки блока управления и блока согласования.

Общий вид блоков сигнализаторов представлен на рисунках 1 – 4, мест пломбировки – на рисунках 2 и 4. Места нанесения заводских номеров и знака утверждения типа представлены на рисунке 4.

Заводской номер наносится печатным способом в виде цифрового обозначения на табличку, расположенную на боковой стенке каждого блока.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при оформлении).

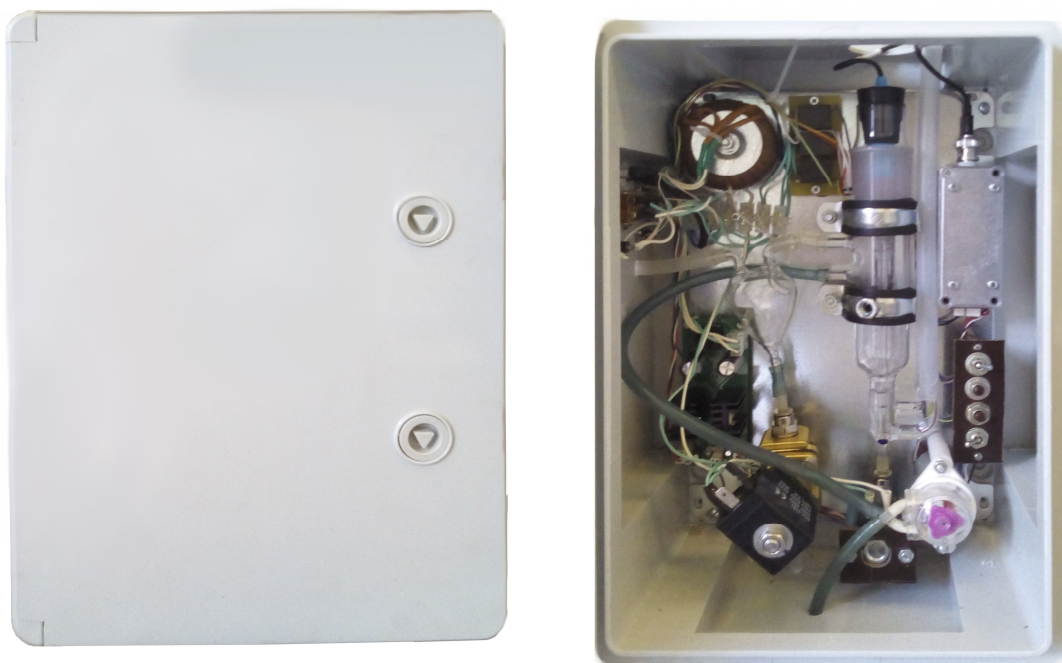


Рисунок 1 – Общий вид блока измерительного



Рисунок 2 – Общий вид блока управления



Рисунок 3 – Общий вид блока пневматического



Рисунок 4 – Общий вид блока согласования

Программное обеспечение

Сигнализаторы имеют программное обеспечение (ПО), ПО осуществляет следующие функции:

- сбор и обработку измерительной информации от измерительного блока;
- формирование аварийных сигналов реле;
- формирование аналогового выходного сигнала от 4 до 20 мА;
- управление работой блоков сигнализаторов.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик сигнализаторов.

Сигнализаторы имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	встроенное ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.2
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации (определяемого компонента)	
	ГРАНТ-КС (H ₂ SO ₄)	ГРАНТ-Щ (NaOH)
Номинальное значение первого порога срабатывания сигнализации, массовая концентрация аэрозолей, мг/м ³	1,0	0,5
Диапазон заданий значения второго порога срабатывания сигнализации ¹⁾ , массовая концентрация аэрозолей, мг/м ³	от 2 до 10	от 1 до 10
Пределы допускаемой основной относительной погрешности сигнализатора, %	±25	
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от влияния изменения температуры окружающей среды в пределах рабочих условий эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от предела допускаемой основной погрешности	±0,5	
Пределы допускаемой относительной погрешности срабатывания сигнализации в условиях эксплуатации при контроле ПДК в воздухе рабочей зоны в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 1847 от 16.11.2020 г. п. 4.43, %	±35 ²⁾	
Время цикла измерений, мин, не более	13 ³⁾	
Время выхода на режим, мин, не более	30	
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 до 80 от 98 до 104,6	

¹⁾ Второй порог срабатывания аварийной сигнализации устанавливается изготовителем при заказе из ряда значений: 2, 5, 8, 10 мг/м³ для ГРАНТ-КС и 1, 2, 4, 5, 8, 10 мг/м³ для

Наименование характеристики	Значение для модификации (определяемого компонента)	
	ГРАНТ-КС (H ₂ SO ₄)	ГРАНТ-Щ (NaOH)
ГРАНТ-Щ. ²⁾ Содержание неизмеряемых компонентов: для ГРАНТ-Щ - кислоты должны отсутствовать, концентрация щелочей меньше 0,05 мг/м³; для ГРАНТ-КС - щелочи и аммиак должны отсутствовать, для неорганических кислот концентрация должна быть меньше 0,05 мг/м³. ³⁾ При аварийных выбросах аэрозолей сигнализаторы прерывают цикл измерений, включается звуковая и световая сигнализация о превышении установленных порогов и запускается новый цикл измерений.		

Таблица 3 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время отбора пробы воздуха, мин	10
Расход воздуха при отборе пробы, дм ³ /мин	3
Объем дистиллированной воды в измерительной ячейке, см ³	4
Потребляемая мощность, Вт, не более	150
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	от 207 до 253
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающей среды, % - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 до 95 от 84,0 до 106,7
Назначенный срок службы, лет	5
Средняя наработка до отказа (при доверительной вероятности Р=0,95), ч, не менее	24000

Таблица 4 - Габаритные размеры и масса блоков сигнализаторов

Наименование блока	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	длина	ширина	высота	
Блок управления	400	300	150	3
Блок измерительный	400	400	250	7
Блок согласования	400	300	150	3
Блок пневматический	400	300	250	8

Знак утверждения типа наносится

печатным способом на титульный лист Руководства по эксплуатации и на табличку, расположенную на боковой стенке блока согласования.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность сигнализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Сигнализатор аэрозолей кислоты и щелочи, в том числе:	ГРАНТ-КЩ 2Е2.840.101	1 шт.
Блок управления	2Е2.390.450	1 шт.
Блок измерительный	2Е2.848.015	1 шт.
Блок согласования	2Е2.390.451	1 шт.
Блок пневматический	2Е2.832.019	1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Комплект соединительных кабелей	-	1 шт.
Управляющее устройство ¹⁾	-	1 шт.
Паспорт	2Е2.840.101ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	2Е2.840.101РЭ	1 экз.
¹⁾ Поставляется по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использования по назначению» документа «Сигнализаторы аэрозолей кислоты и щелочи ГРАНТ-КЩ. Руководства по эксплуатации» 2Е2.840.101РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

Сигнализаторы аэрозолей кислоты и щелочи ГРАНТ-КЩ. Технические условия. ТУ 26.51.53.130-07-04641807-2020.

Правообладатель

Акционерное общество «Союзцветметавтоматика им. Топчаева В.П.»

(АО «СоюзЦМА»), г. Москва

ИНН 7711000762

Юридический адрес: 127238, г. Москва, Дмитровское шоссе, д. 75

Телефон/факс: (499) 489-10-85

Web-сайт: www.scma.ru

E-mail: scma@scma.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Союзцветметавтоматика им. Топчаева В.П.»

(АО «СоюзЦМА»), г. Москва

ИНН 7711000762

Юридический адрес: 127238, г. Москва, Дмитровское шоссе, д. 75

Телефон/факс: (499) 489-10-85

Web-сайт: www.scma.ru

E-mail: scma@scma.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

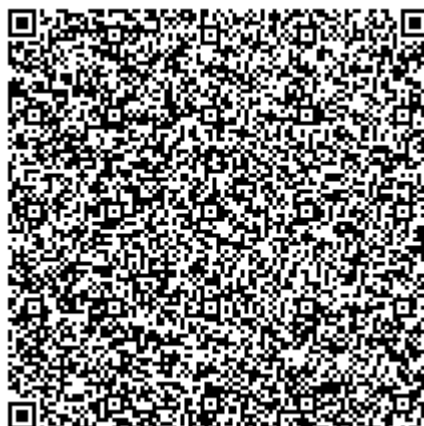
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

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

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «Агромясопром» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электрической энергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработку данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передачу результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

- сервер баз данных ООО «ТГК-2 Энергосбыт» (далее – сервер БД);
- устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);
- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- программное обеспечение.

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

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы сервера БД уровня ИВК. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

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

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УССВ-2 (рег. № 54074-13), синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в час синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УССВ-2, при превышении поправки часов сервера БД уровня ИВК АИИС КУЭ относительно шкалы времени УССВ-2 более чем на 1 секунду;
- сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ ЗАО «Агромясопром».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер 001 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

ПО «АльфаЦЕНТР» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КТП-630 10/0,4 кВ Колбасный цех РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ 600/5 0,5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN I _{ном} (I _{макс}) = 5 (7,5) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 23345-07	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР»	Активная Реактивная	2,9 4,5	3,4 5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	КТП-400 10/0,4 кВ Производственный цех РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ 600/5 0,5S Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN I _{ном} (I _{макс}) = 5 (7,5) А U _{ном} = 3х230/400 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 23345-07	УССВ-2, Рег. № 54074-13/ IBM совместимый компьютер с ПО «АЛЬФАЦЕНТР»	Активная Реактивная	1,7 2,7	2,4 4,6

Примечания

В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0.95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.

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

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

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2(5) до 120 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: - ТТ, счетчиков, °C - УССВ, сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -10 до +30 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее - счетчиков - трансформаторов тока - УССВ	150000 90000 74500
Глубина хранения информации: - счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

попыток несанкционированного доступа;
 связи со счетчиком, приведшей к каким-либо изменениям данных;
 коррекции текущих значений времени и даты;
 отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 перерывов питания;
 самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электрической энергии;
 клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;

- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- сервер БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «Агромясопром» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТТИ	6
Счетчики электрической энергии	Меркурий 230	2
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	58317473.411711.2206-02.ФО	1
Примечание: В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2206-02.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «Агро-мясопром». Свидетельство об аттестации № 10-RA.RU.311468-2022 от 02.08.2022 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации № RA.RU311468 от 21.01.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Агромясопром» (ЗАО «Агромясопром»)
ИНН 3525041637
Адрес: 160025, Вологодская область, г. Вологда, Московское шоссе, д. 40А

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)

ИНН 7806123441

Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, вн.тер.г. Муниципальный Округ Посадский,
ул. Большая Посадская, д. 16, литера А, помещение 5-Н № 15, офис 306

Телефон: 8 (812) 612-17-23,

Факс: 8 (812) 612-17-19

E-mail: office@oku.com.ru

Web-сайт: www.oku.com.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809018702

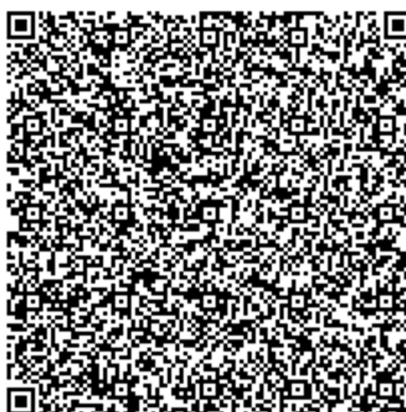
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87127-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петро»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петро» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированных сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;
- формирование данных о состоянии средств измерений;
- периодический (1 раз в 30 минут, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- сбор и обработку данных от смежных АИИС КУЭ;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- обработку, формирование и передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате по электронной почте организациям-участникам оптового рынка электрической энергии с электронной подписью;
- передачу результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам оптового и розничного рынков электрической энергии;
- обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;

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

- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии и в режиме измерений реактивной электрической энергии, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) ООО «ВЭК» с программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (далее – УСВ), технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

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

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Сервер БД уровня ИВК, по предусмотренным каналам связи, производит опрос счетчиков. Сервер БД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, и данных о состоянии средств измерений (журналов событий), хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными о состоянии средств измерений с организациями-участниками оптового рынка электрической энергии, в том числе ПАК КО АО «АТС», а также с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Обмен результатами измерений и данными о состоянии средств измерений осуществляется по выделенным каналам или коммутируемым телефонным линиям связи через интернет-провайдера в XML-формате, в том числе с электронно-цифровой подписью.

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

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена СОЕВ.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC (SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является устройство синхронизации времени УСВ-2 (рег. № 41681-10), синхронизирующее собственную шкалу времени с шкалой времени UTC (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- Сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ не реже одного раза в сутки синхронизирует свою шкалу времени по сигналу, получаемому от УСВ-2, если поправка часов сервера БД уровня ИВК относительно шкалы времени УСВ-2 отличается от 0 с;

- Сервер БД уровня ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени сервера БД превышает ± 2 с происходит коррекция часов счетчиков.

Факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ ООО «Петро».

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер 002 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ. Нанесение знака поверки и заводского номера на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000» (далее – ПО).

ПО «Пирамида 2000» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	3.0	e55712dob1b2119065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70bel-eeb17c83f7b0f6d4al32f	
CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	
ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEC	3.0	48e73a9283dle66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3felf8f48	
ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935cal a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356aldle75	

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

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ/Сервер	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГРУ-10 кВ «производство», секция 1, яч. 01, фид. 156–709	ARM3/N2F 600/5 0,5S Рег. № 18842-09	VRQ2n/S2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 47913-11	ТЕ3000.03 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7–115)/ (100–200)В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-2, Рег. № 41681-10 / ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «Пирамида 2000»	Активная Реактивная	1,9 2,9	2,4 4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ГРУ-10 кВ «производство», секция 2, яч. 16, фид. 156–603	ARM3/N2F 600/5 0,5S Рег. № 18842-09	VRQ2n/S2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 47913-11	TE3000.03 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7–115)/ (100–200)В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-2, Рег. № 41681-10/ ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «Пирамида 2000»	Активная	1,9	2,4
						Реактивная	2,9	4,4
3	ГРУ-10 кВ «склад», секция 1, яч. 01, фид. 156–502	ТОЛ 10-I 75/5 0,5S Рег. № 15128-03	VRQ2n/S2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 47913-11	TE3000.03 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7–115)/ (100–200)В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 77036-19		Активная	1,9	2,4
						Реактивная	2,9	4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ГРУ-10 кВ «склад», секция 2, яч. 09, фид. 156–802	ТОЛ 10-I 75/5 0,5S Рег. № 15128-03	VRQ2n/S2 10000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 47913-11	ТЕ3000.03 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х(57,7–115)/ (100–200)В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-2, Рег. № 41681-10/ ПЭВМ (IBM совместимый компьютер) с ПО «Пирамида 2000»	Активная Реактивная	1,9 2,9	2,4 4,4

П р и м е ч а н и я

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.
- 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}, cosφ = 0,8 инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, УСВ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU) ±5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 2 до 120 0,9 инд. от 49,8 до 50,2 от +20 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности: – $\cos\varphi$ – $\sin\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для: – ТТ, ТН, счетчиков, °C – УСВ, сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от 0 до +30 от +15 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее – счетчиков – ТТ, ТН – УСВ	220000 219000 35000
Глубина хранения информации: – счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность применяемых в системе решений:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

Защищённость применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электрической энергии;
 - клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, трансформаторов напряжения;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока;
 - испытательных клеммных коробок;
- б) защита информации на программном уровне:
 - установка паролей на счетчиках электрической энергии;
 - установка пароля на сервер;
 - возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа наносится

на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петро» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	6
Трансформаторы напряжения	VRQ2n/S2	12
Счетчики электрической энергии	TE3000	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	58317473.411711.2203-02.ФО	1
Примечание – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 58317473.411711.2203-02.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Петро». Свидетельство об аттестации от 25.07.2022 № 9-RA.RU.311468-2022, выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации № RA.RU311468 от 21.01.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

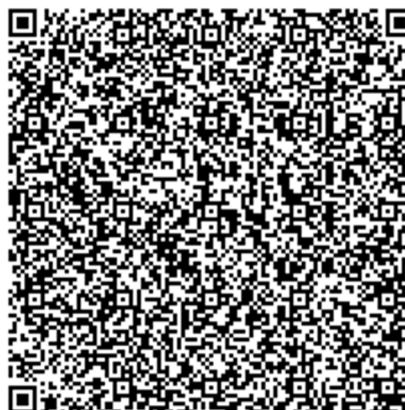
Общество с ограниченной ответственностью «Петро»
(ООО «Петро»)
ИНН 7834005168
Адрес: 198206, г. Санкт-Петербург, ш. Петергофское, д. 71

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)
ИНН 7806123441
Адрес: 197046, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. Муниципальный Округ Посадский,
ул. Большая Посадская, д. 16, литера А, помещение 5-Н № 15, офис 306
Телефон: 8 (812) 612-17-23, факс: 8 (812) 612-17-19
E-mail: office@oku.com.ru
Web-сайт: www.oku.com.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»
(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)
ИНН 7809018702
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75
Факс: 8 (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87128-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское» (далее – СИКН) предназначена для измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на измерении массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений, при котором массу брутто нефти определяют с применением измерительных и комплексных компонентов: преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного МикроТЭК (ИВК), который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Масса нетто нефти вычисляется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта вычисляется как общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти.

В состав СИКН входят:

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок измерений показателей качества нефти (БИК);
- блок поверочной установки (ТПУ);
- система обработки информации (СОИ).

БИЛ представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую измерительные линии (ИЛ), оснащенные средствами измерений объемного расхода, давления и температуры нефти, фильтрами, запорной и регулирующей арматурой.

БИК представляет собой систему технологических трубопроводов, включающую линию контроля качества, оснащенную средствами измерений плотности, вязкости, объемной доли воды, расхода, температуры и давления нефти, циркуляционными насосами, автоматическими пробоотборниками, запорной и регулирующей арматурой.

ТПУ включает в себя трубопоршневую поверочную установку, представляющую собой калиброванный участок трубопровода в комплекте с шаровым поршнем, оснащенный детекторами прохода поршня, средствами измерений температуры и давления нефти.

СОИ включает в себя ИВК и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) «Визард СИКН».

В состав СИКН входят следующие основные измерительные и комплексные компоненты:

- преобразователи расхода жидкости турбинные Sentry с Ду 10", регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 12750-00 (далее – регистрационный №);
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-99;
- преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-04;
- датчики давления Метран-150, регистрационный № 32854-13;
- преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, регистрационный № 14684-00;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-01;
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, регистрационный № 22257-05;
- преобразователи измерительные 3144 к датчикам температуры, регистрационный № 14683-00;
- преобразователи измерительные 3144Р, регистрационный № 14683-04;
- преобразователь плотности измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-96;
- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835, регистрационный № 15644-01;
- влагомер нефти поточный модели LC, регистрационный № 16308-02;
- преобразователь плотности и вязкости FVM, регистрационный № 62129-15;
- установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99;
- комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК, регистрационный № 24063-06.

Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- 1) отображение текущих значений технологических и учетных параметров;
- 2) формирование и печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, отчетов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- 3) запись и хранение архивов;
- 4) вычисление массы нетто нефти при «ручном вводе» с АРМ оператора параметров нефти, определяемых по результатам лабораторных исследований пробы нефти;
- 5) выполнение поверки преобразователей расхода (ПР) по ТПУ;
- 6) контроль метрологических характеристик (КМХ) ПР по ТПУ, рабочего ПР по контрольному ПР;
- 6) КМХ измерительного канала (ИК) плотности нефти по ареометру;
- 7) обеспечение защиты ПО «Визард СИКН», данных архива и системной информации от несанкционированного доступа.

СИКН имеет заводской номер № 01.

Пломбирование компонентов СИКН от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с МИ 3002-2006.

Заводской номер СИКН состоит из арабских цифр и вносится в эксплуатационную документацию. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение СИКН включает в себя встроенное ПО измерительных и комплексных компонентов в составе СИКН и ПО «Визард СИКН», установленное на АРМ оператора.

Встроенное ПО ИВК осуществляет сбор, обработку и передачу измерительной информации на АРМ оператора. ПО «Визард СИКН» осуществляет отображение технологических и учетных параметров, журнала сообщений, запись и хранение архивов, выполнение поверки и КМХ ПР по ТПУ, выполнение КМХ ИК плотности нефти по ареометру и по резервному плотномеру. Уровень защиты ПО СИКН - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО СИКН приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Визард СИКН»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Визард СИКН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1/1/1/1235
Цифровой идентификатор ПО	Модуль «КМХ ПП по ареометру»: F63567930709D8FF1343E4D90E64926D Модуль «КМХ ПП по ПП»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «КМХ ПР по ТПУ»: 18EE0732CC8638CDD5BD624BC4331025 Модуль «Поверка ПР по ТПУ»: CAA0CAF77C2F95839BCC10725412F8B6 Модуль «Процедура хэширования»: 82F2D3B3A221DA4A4B698D1179FC5C28
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.220408
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефти через одну ИЛ, м³/ч	от 380 до 1600
Диапазон измерений объемного расхода нефти через СИКН, м³/ч	от 380 до 3200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Наименование ИК	Место установки ИК	Состав ИК		Диапазон измерений ИК	Пределы допускаемой погрешности ИК
		Измерительные компоненты	Комплексные компоненты		
1	2	3	4	5	6
ИК температуры нефти	БИЛ, БИК	Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры, преобразователи температуры 3144Р, преобразователи температуры 3144 к датчикам температуры, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	ИВК	от +5 до +30 °С	$\Delta = \pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$
ИК давления нефти	БИЛ, БИК	Преобразователи давления измерительные 3051, датчики давления Метран-150	ИВК	от 0,35 до 1,00 МПа	$\gamma = \pm 0,25 \text{ } \%$
ИК плотности нефти	БИК	Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности измерительные модели 7835	ИВК	от 700 до 1000 кг/м³	$\Delta = \pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
ИК содержания воды в нефти	БИК	Влагомер нефти поточный модели LC	ИВК	от 0 до 0,5 %	$\Delta = \pm 0,07 \text{ } \%$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ИК вязкости нефти	БИК	Преобразователь плотности и вязкости FVM	ИВК	от 0,5 до 10 сСт от 0,5 до 10 сПз	$\gamma = \pm 1 \%$
Примечание - Δ – абсолютная погрешность измерений, γ - приведенная погрешность измерений					

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Количество измерительных линий, шт.	3
Режим работы СИКН	непрерывный
Характеристики измеряемой среды: – избыточное давление нефти, МПа – температура нефти, °С – плотность нефти, кг/м ³ – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 0,35 до 1,00 от +5 до +30 от 700 до 1000 0,5 100 0,05
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды средств измерений в составе БИЛ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе БИК и ТПУ, °С – температура окружающей среды средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +40 от +5 до +30 от +18 до +30 от 30 до 80 от 84 до 106

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 513 ПСП «Александровское», (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/29-563-2022, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 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 расхода жидкости»;

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

Правообладатель

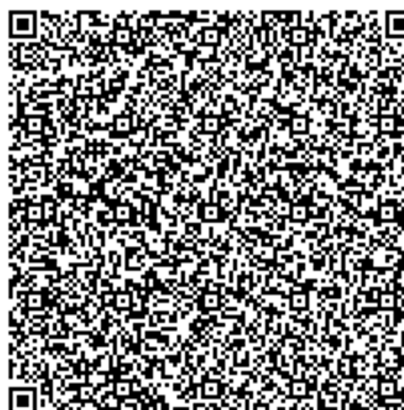
Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Изготовитель

Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании
(АО «Томскнефть» ВНК)
ИНН 7022000310
Адрес: 636780, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)
ИНН 7018002587
Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17-а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30113-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87129-22

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЦТП г. Саранск

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ЦТП г. Саранск, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройства синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Корректировка часов ИВК выполняется в автоматическом режиме с помощью устройства синхронизации времени УСВ-3. Контроль времени в счетчиках ИВК выполняет при каждом сеансе опроса. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 139.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера», в состав которых входят модули, указанные в таблицах 1-2. ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1 МЖК Квартал 47-48, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №381	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 22656-02	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
2	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1 МЖК Квартал 47-48, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №381	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
3	ВРУ-0,4 кВ Квартал 47-48, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №64	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
4	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-2 Квартал 47-48, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №14	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Квартал 28-29, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №256	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
6	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Квартал 32-33, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №86	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
7	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Ленина 3А, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №74	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
8	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Ленина 3А, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №74	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
9	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1 Квартал 18, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №423	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
10	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1 Квартал 18, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №423	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
11	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 9-10 Южная, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №154	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ВРУ-0,4 кВ ТП1 Пункт учета тепл.эн., сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ТП 10 кВ №515	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIDN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
13	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Большевистская 25Б, сш 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
14	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Володарского 60А, сш 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
15	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Володарского 92Б, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №24	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
16	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Володарского 92Б, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №24	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
17	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Квартал 12, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №116	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
18	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Квартал 121, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №100	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Квартал 121, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №100	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
20	ВРУ-0,4 кВ Котельной 22-23, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №269	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
21	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Терешковой 66Б, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №242	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
22	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Коммунистическая 17Б, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №98	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
23	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Советская 31Б, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №473	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
24	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Школа №16, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №470	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
25	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Коммунистическая 95А, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №142	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	ВРУ-0,4 кВ теплопункта ул. Ст. Разина 40Б, сш 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-02	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
27	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 10 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №491	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
28	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 10 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №491	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
29	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №265	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
30	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 11 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №493	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
31	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 11 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №493	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
32	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 12 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №545	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 12 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №545	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
34	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 13 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №550	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
35	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 13 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №550	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
36	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 14 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №552	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15173-96	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
37	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 14 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №552	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15173-96	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
38	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 15 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №552	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
39	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 15 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №552	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 16 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №554	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
41	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 16 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №554	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
42	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 18 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №659	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
43	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 18 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №659	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
44	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №97	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
45	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 3 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №244	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
46	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 4 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №123	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
47	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 5 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №383	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
48	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 6 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №384	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-02	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
49	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 7 СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №435	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
50	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 8 СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №438	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
51	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 8 СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №438	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
52	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 9 СВ, сш 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
53	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 12 А СВ, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №658	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22656-07	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 12 А СВ, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №658	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
55	ВРУ-0,4 кВ ТП Авторемзавод, сш 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
56	ВРУ-0,4 кВ ЦТП Роддом №2, сш 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
57	РУ-0,4 кВ ТП 6 кВ 323Г, 2 сш 0,4 кВ, руб.1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
58	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 4А СВ, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ВРУ 0,4 кВ Жилого дома №167	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
59	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 10, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №598	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
60	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 10, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №598	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
61	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-1, сш 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
62	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-2, сш 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
63	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-3, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №372	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
64	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-3, сш 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
65	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-4, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №342	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-02	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
66	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-5, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №313	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
67	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-6, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №205	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
68	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-7, 1 сш 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
69	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-7, 2 сш 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
70	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-8, сш 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
71	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-9, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №559	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
72	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1-9, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №559	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
73	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-1, сш 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
74	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-2, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №215	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 28139-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
75	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-4, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №347	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
76	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-5, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №282	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
77	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-6, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №369	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
78	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-7, сш 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
79	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-8, сш 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
80	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-9, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №560	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
81	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 2-9, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №60	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжения таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
82	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 3-2, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №213	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
83	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 66, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №466	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
84	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 66, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ №466	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
85	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 71, 1 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №467	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
86	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 71, 2 сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от ТП 6 кВ №467	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
87	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 76, сш 0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
88	ВРУ-0,4 кВ ЦТП 1 Пос ТЭЦ-2, сш 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от оп.№6, ТП 6 кВ №189	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 36382-07	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжения таблицы 3

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	90
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от – 40 до +70 от – 40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN для электросчетчика Меркурий 234 ART-03 PR для электросчетчика Меркурий 230 ART-01 PQRSIDN для электросчетчика Меркурий 234 ART-02 PR для электросчетчика Меркурий 230 ART-03 PRSIDN для электросчетчика Меркурий 230 ART-01 PQRSIN для электросчетчика Меркурий 234 ART-03 PR для электросчетчика Меркурий 230 ART-01 PQRSIDN - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 140000 150000 140000 150000 150000 140000 140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	15
Трансформатор тока	ТТИ-А	36
Трансформатор тока	ТТИ-А	27
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	29
Трансформатор тока	ТШП-0,66	99
Трансформатор тока	ТОП-0,66	24
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	49
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-03 PR	32
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PQRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-02 PR	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PRSIDN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-03 PR	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PQRSIDN	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.139-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЦТП г. Саранск», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Правообладатель

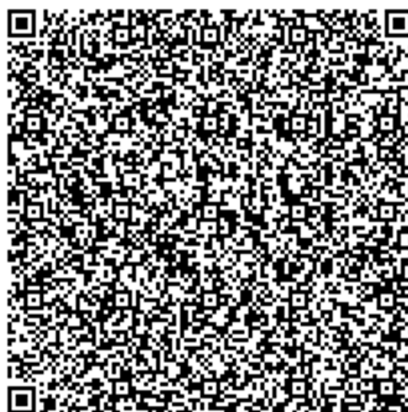
Филиал «Мордовский» Публичного акционерного общества «Т «Плюс»
(Филиал «Мордовский» ПАО «Т «Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 430017, г. Саранск, Александровское шоссе, д 13
Телефон: 8 (8342) 29-98-37
Факс: 8 (8342) 29-98-32

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7705362965
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87130-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) НС г. Саранск, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройства синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). Корректировка часов ИВК выполняется в автоматическом режиме с помощью устройства синхронизации времени УСВ-3. Контроль времени в счетчиках ИВК выполняет при каждом сеансе опроса. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и ИВК на величину более ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 118.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера», в состав которых входят модули, указанные в таблицах 1-2. ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЗРУ-6 кВ НС-4, 2 СШ 6 кВ, яч.12, КЛ 6 кВ Насосная-4	ТОЛК-6-1 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 18815-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ЗРУ-6 кВ НС-4, 1 СШ 6 кВ, яч.2, КЛ 6 кВ Насосная-4	ТОЛК-6-1 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 18815-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ЗРУ-6 кВ НС-9, 1 СШ 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ Насосная-9	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	ЗРУ-6 кВ НС-9, 2 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ Насосная-9	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЗРУ-6 кВ НС-1, 2 СШ 6 кВ, яч.12	ТОЛК-6-1 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 18815-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	Меркурий 234 ART-00 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
6	РУ-0,4 кВ НС-3, 2 СШ 0,4 кВ, яч.9, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5S Ктт 2000/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,7
7	ПС 110 кВ Северо- Западная, РУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч. 307, КЛ- 10 кВ в сторону НС-2	ТОЛ-СЭЩ-10-22 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
8	ПС 110 кВ Северо- Западная, РУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч. 104, КЛ- 10 кВ в сторону НС-2	ТОЛ-СЭЩ-10-22 У2 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
9	ПС 110 кВ ГПП-1 Лисма, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ в сторону НС-1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
10	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.46, КЛ-6 кВ в сторону НС-5	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.20, КЛ-6 кВ в сторону НС-5	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
12	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ в сторону НС-12	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
13	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.37, КЛ-6 кВ в сторону НС12	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 74671-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
14	ПС 110 кВ Посоп, ЗРУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.206, КЛ-10 кВ в сторону НС-14	ТОЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
15	ПС 110 кВ Посоп, ЗРУ-10 кВ, 3 сш 10 кВ, яч.305, КЛ-10 кВ в сторону НС-14	ТОЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 100/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 35956-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
16	ЗРУ-6 кВ НС-4, ЩУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ф. Вымпелком	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШУ-0,4 кВ Медтехника, КЛ 0,4 кВ ф.Медтехника	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
18	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШР 0,4 кВ Сотес, КЛ 0,4 кВ ф.Сотес	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 22656-02	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
19	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШУ 0,4 кВ Климов, КЛ- 0,4 кВ ф.ИП Климов	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
20	РУ-0,4 кВ НС-6, 1 сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.Саранскгорводокан ал	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2
21	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, 2 СШ 0,4 кВ, яч.7, ШУ 0,4 кВ РСК, КЛ 0,4 кВ ф.РСК	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
22	РУ-0,4 кВ НС-6, 2 сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.Саранскгорводокан ал	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2
23	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШР 0,4 кВ Оримэкс, КЛ 0,4 кВ Оримэкс	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШУ 0,4 кВ Бикбаев, КЛ 0,4 кВ ф.ИП Бикбаев	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
25	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШС-1 0,4 кВ ИП Сафроненков, КЛ 0,4 кВ ф.ИП Сафроненков	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
26	ЗРУ-0,4 кВ НС-3, ШС-0,4 кВ Минпол, КЛ 0,4 кВ ф.Минпол	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
27	ЗРУ-6 кВ НС-7, ШС-1 0,4 кВ Подвалов, КЛ 0,4 кВ ф.ИП Подвалов	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6
28	ЗРУ-6 кВ НС-7, Сб. СН №2 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ф.МТС	-	-	Меркурий 234 ART-02 PR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
29	ЗРУ-6 кВ НС-7, Сб. СН №2 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ф.Заречный	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 22656-02	-	Меркурий 234 ART-03 PR Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,6

Продолжение таблицы 3

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Меркурий 234 ART-00 PR для электросчетчика Меркурий 234 ART-03 PR для электросчетчика A1802RALQ-P4GB-DW-4 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика Меркурий 234 ART-02 PR для электросчетчика Меркурий 234 ARTM-03 PB.R для электросчетчика Меркурий 234 ARTM-02 PBR.R для электросчетчика Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 140000 120000 220000 140000 165000 140000 140000 140000 140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛК-6-1	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-22 У2	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТТИ-А	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2	12
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-00 PR	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-03 PR	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-02 PR	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.R	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.118-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НС г. Саранск», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Правообладатель

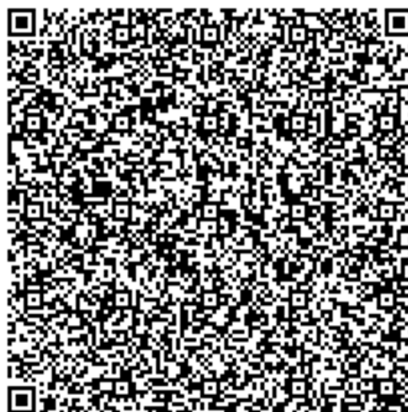
Филиал «Мордовский» Публичного акционерного общества «Т «Плюс»
(Филиал «Мордовский» ПАО «Т «Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 430017, г. Саранск, Александровское шоссе, д 13
Телефон: 8 (8342) 29-98-37
Факс: 8 (8342) 29-98-32

Изготовитель

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7705362965
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87131-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Колос»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ОАО «Колос», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) типа УСВ-3 и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

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

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

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

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 2 с. Контроль времени в счетчиках сервер БД выполняет при каждом сеансе опроса. Корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и сервера БД на величину более ± 2 с.

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

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

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.
Заводской № 125

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110 кВ Промышленная								
1	РП-10 кВ АО КХПС, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4, КЛ-10 кВ от ПС 110 кВ Промышленная, Ввод 10 кВ №2	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
2	РУ-10 кВ АО КХПС, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ от ПС 110 кВ Промышленная, Ввод 10 кВ №1	ТПЛ-10У3 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ВРУ-0,4 кВ Катодная станция, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от ЩО-0,4 кВ Бокс №21	-	-	Меркурий 204 ARTM2-02 DPOBHR Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
4	ВРУ-0,4 кВ БССС ПАО МегаФон, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от РП-0,4 кВ здания Элеватора	-	-	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
5	ВРУ-0,4 кВ КНС КХПС МУП Водоканал, РУ- 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от КТП-10 кВ ККЗ	-	-	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±3,2 ±6,4
ПС 110 кВ Белгород								
6	ТП-27 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 22657-02	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ТП-27 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 22657-02	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2
ПС 110 кВ Белгород, ПС 110 кВ Донец								
8	ТП-140 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 22657-02	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2
9	ТП-140 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-3	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 22657-02	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2
10	ТП-140 6 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШ-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 22657-02	-	ПСЧ-4ТМ.05.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УСВ-3 Рег № 64242-16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,2

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R, Меркурий 204 ARTM2-02 DPOBHR, Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05.04 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 90000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	4
Трансформатор тока	ТШ-0,66	18
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 204 ARTM2-02 DPOBHR	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-02 PBR.R	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4TM.05.04	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.125-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Колос», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Колос»
(ОАО «Колос»)
ИНН 3123006576
Адрес: 308007, г. Белгород, ул. Мичурина 48
Телефон: +7(4722) 31-84-90

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»
(ООО «ЕЭС-Гарант»)
ИНН 5024173259
Адрес: 143421, Московская область, Красногорский р-н, 26 км автодороги «Балтия», бизнес-центр «Рига Ленд», стр. 3, офис 429 (часть «А»)
Телефон: +7 (495) 980-59-00
Факс: +7 (495) 980-59-08

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

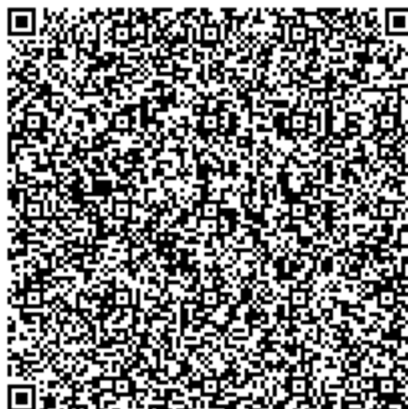
ИНН 7722844084

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87132-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сталь-Трейд» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (далее по тексту – УССВ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Пирамида 2000» и каналообразующую аппаратуру.

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

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/Р отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ).

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УСВ-3 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ-3 более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1058) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Урицкая, РУ-6 кВ, II С.Ш. 6 кВ, ф.627	ТВЛМ Кл. т. 0,2S Ктт 800/5 Рег. № 45040-10	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
						реактивная	±1,8	±4,0
2	ПС 110 кВ Урицкая, РУ-6 кВ, II С.Ш. 6 кВ, ф.631	ТВК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
3	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, II С.Ш. 6 кВ, ф.628 Сталь-Трейд	ТПЛ-10 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
4	ТП-6 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 75076-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП-6 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 75076-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
6	ТП-18 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 75076-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
7	ТП-18 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 С.Ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 75076-19	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ (для ИК №1, 4-7), для $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ (для ИК №2, 3) и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -40°C до $+60^\circ\text{C}$. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений. 9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №1, 4-7 для ИК №2, 3 - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –45 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ	3
Трансформаторы тока	ТВК-10	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10 У3	2
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1058 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГРИНН энергосбыт»
(ООО «ГРИНН энергосбыт»)
ИНН 4632116134
Адрес: 305000, Курская область, г. Курск, ул. Ватутина, д. 25, литер А

Изготовитель

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

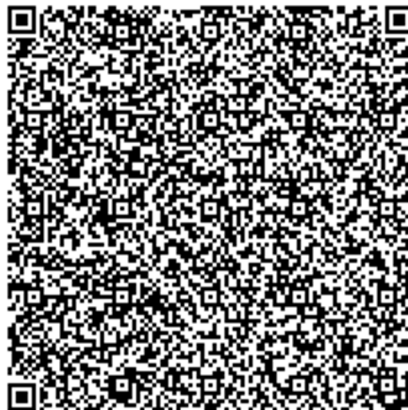
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2022 г. № 2622

Регистрационный № 87142-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки трубопоршневые поверочные двунаправленные Daniel DN 16"

Назначение средства измерений

Установки трубопоршневые поверочные двунаправленные Daniel DN 16" (далее – ТПУ) предназначены для воспроизведения, хранения и передачи единицы объема и объемного расхода протекающей жидкости. ТПУ применяются в качестве рабочих эталонов 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 256 от 07 февраля 2018 г. «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».

Описание средства измерений

Принцип действия ТПУ заключается в повторяющемся вытеснении шаровым поршнем известного объема жидкости из калиброванного участка. Шаровый поршень совершает движение под действием потока жидкости, проходящего через калиброванный участок.

При работе ТПУ и поверяемый, градуируемый или контролируемый преобразователь расхода (ПР) соединяют последовательно. Через технологическую схему с ТПУ и ПР устанавливают необходимое значение расхода жидкости. Вытесненный объем жидкости протекает через поверяемый ПР, сигнал с которого подается на вход вторичной электронной аппаратуры, входящей в состав СИКН. Накопленное за время прохождения шаровым поршнем калиброванного участка количество импульсов ПР пропорционально объему жидкости, прошедшему через поверяемый ПР и который равен вместимости калиброванного участка ТПУ.

ТПУ состоят из следующих основных элементов: калиброванный участок, ограниченный двумя парами сигнализаторов прохождения шарового поршня, четырехходовой переключающий кран, шаровый поршень. Для измерений температуры применяются преобразователи температуры или термометры, для которых предусмотрены места для установки на входном и выходном коллекторах ТПУ. Для измерений давления применяются преобразователи давления или манометры, для которых предусмотрены места для установки на входном и выходном коллекторах ТПУ.

ТПУ являются двунаправленными и имеют стационарное исполнение.

К ТПУ данного типа относятся установки трубопоршневые поверочные двунаправленные Daniel DN 16" с заводскими номерами MDP-576, MDP-578, MDP-579.

Заводские номера в виде буквенно-цифрового обозначения нанесены ударным способом на шильд-таблички ТПУ.

Общий вид ТПУ представлен на рисунке 1.

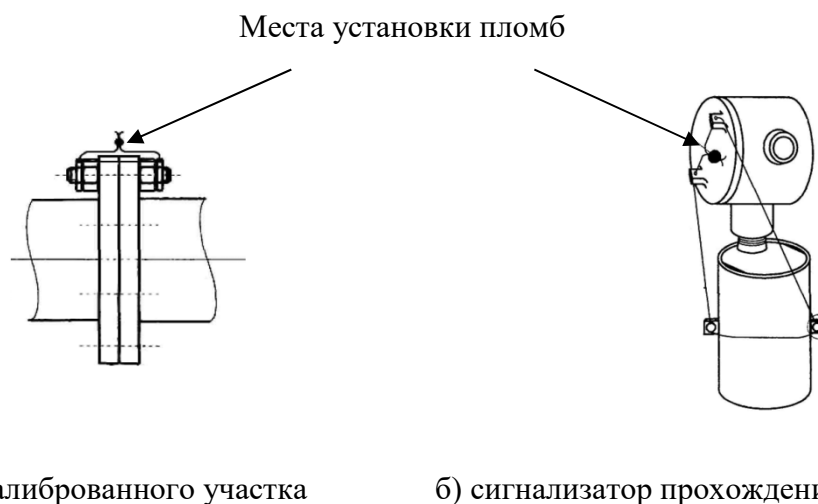


Рисунок 1 – Общий вид ТПУ

Установка пломб на ТПУ осуществляется с помощью проволоки и свинцовых (пластмассовых) пломб с нанесением знака поверки давлением на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия завернутых винтов крепления сигнализаторов прохождения шарового поршня, а также через отверстия в двух шпильках, расположенных диаметрально противоположно на всех присоединительных фланцах калиброванного участка.

Схема установки пломб для защиты от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные в соответствии с рисунком 2.



а) фланец калиброванного участка

б) сигнализатор прохождения шарового поршня

Рисунок 2 – Схема установки пломб для защиты от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	зав. № MDP-576	зав. № MDP-578	зав. № MDP-579
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении вместимости калиброванного участка, %	±0,09		
Наибольшее значение объемного расхода, м ³ /ч	640		
Номинальное значение вместимости калиброванного участка при температуре +20°C и избыточном давлении равном нулю, м ³			
- сигнализаторы 1-3-1	2,2687	2,2620	2,2742
- сигнализаторы 2-4-2	2,2673	2,2630	2,2741

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр калиброванного участка, мм	387,35
Толщина стенок калиброванного участка, мм	9,525
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: - температура, °C - давление, МПа - вязкость, мм ² /с - содержание свободного газа	от +5 до +30 от 0,22 до 1,8 от 5 до 40 не допускается
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230±23/400±40 50±0,4
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	3,0
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	4900 1930 1420
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от -40 до +50 от 96 до 104 80
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная	Daniel DN 16"	1 шт.
Формуляр	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средствам измерений

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

Правообладатель

Daniel Measurement & Control Inc., США
Адрес: 9753 Pine Lake Drive, Houston, Texas 77051, USA

Изготовитель

Daniel Measurement & Control Inc., США
Адрес: 9753 Pine Lake Drive, Houston, Texas 77051, USA

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
ИНН 0278005403
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

