

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

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.	Система измерений давления азотной подушки в резервуарах	Обозначение отсутствует	Е	87177-22	001	Акционерное общество "Трест Севзапмонтажавтомата" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью Лукойл - Комплексный нефтяной терминал" (ООО "Лукойл-КНТ"), Калининградская обл., г. Светлый	ОС	МП 1392-14-2022	2 года	Акционерное общество "Трест Севзапмонтажавтомата" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт-Петербург	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	28.01.2022
2.	Система измерений уровня продукта в резервуарах	Обозначение отсутствует	Е	87178-22	003	Акционерное общество "Трест Севзапмонтажавтомата" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью Лукойл - Комплексный нефтяной терминал" (ООО "Лукойл-КНТ"), Калининградская обл., г. Светлый	ОС	МП 1396-14-2022	2 года	Акционерное общество "Трест Севзапмонтажавтомата" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт-Петербург	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	28.01.2022

3.	Система измерений давления на напорном трубопроводе насосов	Обозначение отсутствует	Е	87179-22	002	Акционерное общество "Трест Севзапмонтажавтоматика" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью Лукойл - Комплексный нефтяной терминал" (ООО "Лукойл-КНТ"), Калининградская обл., г. Светлый	ОС	МП 1398-14-2022	2 года	Акционерное общество "Трест Севзапмонтажавтоматика" (АО "Трест СЗМА"), г. Санкт-Петербург	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	28.01.2022
4.	Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС	Garmin GPSMAP 64st	Е	87180-22	3BU005789, 3BU014465, 3BU033762, 3BU033759, 3BU033747, 3BU033773, 3BU033553, 3BU014457, 3BP303390	"Garmin international", США	"Garmin international", США	ОС	МП-385-RA.RU.310 556-2021	1 год	Межрегиональное управление Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по Иркутской области и Байкальской природной территории (Межрегиональное управление Росприроднадзора по Иркутской области и Байкальской природной территории), г. Иркутск	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	14.12.2021
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на выходе ПСП "Сахалин-1"	Обозначение отсутствует	Е	87181-22	604	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Нефтегазинжиниринг"	Общество с ограниченной ответственностью "ННК-Сахалинморнефтегаз" (ООО "ННК-Сахалинморнефтегаз"),	ОС	МП 1413-9-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Нефтегазинжиниринг"	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	02.05.2022

						(ООО "НПП "Нефтегазин- жиниринг"), г. Уфа	г. Южно- Сахалинск				(ООО "НПП "Нефтегазин- жиниринг"), г. Уфа		
6.	Весы крано- вые элект- ронные	КВ Уралвес	С	87182-22	КВ Уралвес-3000 зав. № К2688, КВ Уралвес-15000 зав. № К1197	Общество с ограниченной ответственно- стью "Вектор- ПМ" (ООО "Вектор-ПМ"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственно- стью "Вектор- ПМ" (ООО "Вектор-ПМ"), г. Пермь	ОС	ГОСТ OIML R 76-1-2011 (приложе- ние ДА)	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Вектор- ПМ" (ООО "Вектор-ПМ"), г. Пермь	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	20.06.2022
7.	Толщиноме- ры электро- магнитно- акустические	ЕМ4000	С	87183-22	00100, 00153	Общество с ограниченной ответственно- стью "Октан- та" (ООО "Ок- танта"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Октан- та" (ООО "Ок- танта"), г. Санкт- Петербург	ОС	МП 203- 23-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Октан- та" (ООО "Ок- танта"), г. Санкт- Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	01.08.2022
8.	Толщиноме- ры электро- магнитно- акустические	ЕМ1401	С	87184-22	ЕМ1401 зав. № 00493, ЕМ1401 UT № 00492	Общество с ограниченной ответственно- стью "Октан- та" (ООО "Ок- танта"), г. Санкт- Петербург	Общество с ограниченной ответственно- стью "Октан- та" (ООО "Ок- танта"), г. Санкт- Петербург	ОС	МП 203- 22-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Октан- та" (ООО "Ок- танта"), г. Санкт- Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	01.08.2022
9.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-50	Е	87185-22	052, 063	Общество с ограниченной ответственно- стью "КТТ- Инвест" (ООО "КТТ- Инвест"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственно- стью "КТТ- Инвест" (ООО "КТТ- Инвест"), г. Москва	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	"БашРТС-Уфа" филиал обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Башкирские распредели- тельные сети" ("БашРТС- Уфа" филиал ООО "Баш- РТС"), г. Уфа	ФБУ "ЦСМ Республики Башкортостан", г. Уфа	05.08.2022
10.	Установки измеритель- ные для	ИБЗС	С	87186-22	001	Общество с ограниченной ответственно-	Общество с ограниченной ответственно-	ОС	МП 1295- 9-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственно-	ВНИИР - фили- ал ФГУП "ВНИИМ	28.06.2022

	определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа					стью "АЭРО-ГАЗ" (ООО "АЭРОГАЗ"), г. Москва	стью "АЭРО-ГАЗ" (ООО "АЭРОГАЗ"), г. Москва				стью "АЭРО-ГАЗ" (ООО "АЭРОГАЗ"), г. Москва	им.Д.И.Менделеева", г. Казань	
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "ОРК"	Обозначение отсутствует	Е	87187-22	1066	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "Оловянная рудная компания", Хабаровский край, Горненское с.п., Горный п.	ОС	МП СМО-2207-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	22.07.2022
12.	Комплексы измерительные с видеофиксацией	"КРИС-2"	С	87188-22	KF0001, KF0002	Общество с ограниченной ответственностью "Симикон" (ООО "Симикон"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Симикон" (ООО "Симикон"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 651-22-051	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Симикон" (ООО "Симикон"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	23.08.2022
13.	Калибраторы температуры портативные	КТП-3	С	87189-22	01, 03	Общество с ограниченной ответственностью "Инфотэкс Автоматика Телемеханика" (ООО "Инфотэкс АТ"), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью "Инфотэкс Автоматика Телемеханика" (ООО "Инфотэкс АТ"), г. Екатеринбург	ОС	МП 104-221-2020	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инфотэкс Автоматика Телемеханика" (ООО "Инфотэкс АТ"), г. Екатеринбург	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	17.08.2022
14.	Система автоматизированная ин-	Обозначение отсут-	Е	87190-22	1029.01	Акционерное общество "РЭС Групп"	Акционерное общество "СУЭК-	ОС	МП СМО-2908-2022	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО	АО "РЭС Групп", г. Владимир	15.09.2022

	формационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "ГлавЭнергоСбыт" (АО "СУЭК-Красноярск")	стствует				(АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Красноярск" (АО "СУЭК-Красноярск"), г. Красноярск				"РЭС Групп"), г. Владимир		
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Хлеб"	Обозначение отсутствует	Е	87191-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "Рустех" (ООО "Рустех"), г. Иваново	Закрытое акционерное общество "Хлеб" (ЗАО "Хлеб"), г. Тверь	ОС	МП ЭПР-516-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Рустех" (ООО "Рустех"), г. Иваново	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	22.07.2022
16.	Датчики абсолютного давления	ДАВ 111	С	87192-22	исп. ДАВ 111 зав. № 01001, исп. ДАВ 111-02 зав. № 01004, исп. ДАВ 111-07 зав. № 01003	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	ОС	СДАИ.406 233.115МП	2 года	Акционерное общество "Научно-исследовательский институт физических измерений" (АО "НИИФИ"), г. Пенза	АО "НИИФИ", г. Пенза	26.11.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87177-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений давления азотной подушки в резервуарах

Назначение средства измерений

Система измерений давления азотной подушки в резервуарах (далее – система) предназначена для управления технологическим процессом в режиме реального времени и для автоматического перевода технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций и предотвращения испарений.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи преобразовательно-вычислительной части (ПВЧ) системы входных электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (ПИП). Аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА поступают от ПИП в ПВЧ, где они преобразуются при помощи модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, данные значения отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты. По функциональным признакам система делится на две подсистемы: распределения система управления (PCY) технологическим процессом и система противоаварийной защиты (ПАЗ).

Совокупность ПИП и ПВЧ образуют измерительные каналы (ИК) системы, приведенные в таблице 2. ПИП представляет собой преобразователи давления Sitrans P (HS, DS, DSIII) модификации DSIII-7MF 4433, регистрационный номер 14408-00 (далее – ПД Sitrans P). ПВЧ состоит из искрозащитных барьеров, программируемых контроллеров ControlLogix серии 1756 (далее - ПЛК) (для PCY 1756-L73, а для ПАЗ 1756-L72) в комплекте с аналоговыми модулями ввода серии 1794-IF8IN и с адаптерами связи 1794-AENTR производства фирмы «Allen-Bradley», а также операторских станций управления (специализированный персональный компьютер), предназначенные для управления и регулирования с реализованным программным обеспечением верхнего уровня «FactoryTalk View SE».

Конструкцией системы предусмотрено место нанесения заводского номера на маркировочной табличке установленной на шкафе автоматики, металлографическим способом, а также предусмотрено место в эксплуатационной документации. Единичный экземпляр системы имеет заводской номер № 001.

Знак поверки системы наносится на свидетельство о поверке системы в случае формирования на бумажном носителе.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано на операторских станциях управления на базе ПО верхнего уровня «FactoryTalk View SE», функционирующее под управлением операционной системы «Microsoft Windows».

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Метрологические характеристики системы в таблице 2 указаны с учетом влияния ПО системы.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ПО верхнего уровня
Идентификационное наименование ПО	FactoryTalk View SE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.00.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики и состав ИК системы приведены в таблице 2. Технические характеристики системы приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики и состав ИК системы

Номер	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК (место установки)		Диапазон измерений	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК (от диапазона измерений)
			ПИП	ПВЧ		
1	ИК давления азотной подушки в резервуаре	4	ПД Sitrans P (тит. 010)	Преобразователи искрозащиты измерительные входных и выходных унифицированных сигналов PI-EX-ME-RPS (далее - барьер PI-EX-ME-RPS), ПЛК (тит. 011)	от 0 до 40 мбар (от 0 до 4 кПа)	±4,6 %
2	ИК давления азотной подушки в резервуаре	8	ПД Sitrans P (тит. 009)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит. 011)	от 0 до 40 мбар (от 0 до 4 кПа)	±4,6 %
3	ИК давления азотной подушки в резервуаре	4	ПД Sitrans P (тит. автонали в)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит. 017)	от 0 до 40 мбар (от 0 до 4 кПа)	±4,6 %

Продолжение таблицы 2

Номер	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК (место установки)		Диапазон измерений	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК (от диапазона измерений)
			ПИП	ПВЧ		
4	ИК давления азотной подушки в резервуаре	4	ПД Sitrans P (тит. 007)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит. 029)	от 0 до 40 мбар (от 0 до 4 кПа)	±4,6 %
5	ИК давления азотной подушки в резервуаре	8	ПД Sitrans P (тит. 008)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит. 029)	от 0 до 40 мбар (от 0 до 4 кПа)	±4,6 %
6	ИК давления азотной подушки в резервуаре	5	ПД Sitrans P (тит. 037)	Преобразователи измерительные модели D1014D, барьер PI-EX-ME-RPS, модули 1794-IF8IH (тит. 042)	от 0 до 40 мбар (от 0 до 4 кПа)	±4,6 %

Таблица 3 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220/380 (+10/-15%) 50±1
Режим работы	непрерывный, автоматизированный
Измеряемая среда	азот
Рабочее давление в системе, МПа	от 0,0002 до 0,0016
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: - в местах установки ПВЧ - в местах установки ПИП б) относительная влажность воздуха, %: - в местах установки ПВЧ - в местах установки ПИП в) атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от -40 до +40 от 5 до 95 без конденсации влаги от 30 до 100 от 86,0 до 106,7
Срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений давления азотной подушки в резервуарах, заводской № 001	-	1 комп.
Инструкция по эксплуатации	170574-КНТ-001-АК.ИЭ.3	1 шт.
Паспорт	170574-КНТ-001-АК.ПС.3	1 шт.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 4 «Методика измерений» инструкции по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений давления азотной подушки в резервуарах

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от 1·10 до 100 А»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Лукойл - Комплексный нефтяной терминал» (ООО «Лукойл-КНТ»)

ИНН 3913500440

Адрес: 238340, Калининградская обл., г. Светлый, ул. Гагарина, д. 59/1

Изготовитель

Акционерное общество «Трест Севзапмонтажавтоматика» (АО «Трест СЗМА»)

ИНН 7825499746

Адрес: 195030 г. Санкт-Петербург, ш. Революции, д. 83Б, Литера Б, офис 320-323

Телефон (факс): +7 (812) 313-79-19, +7 (812) 313-79-01

E-mail: office@szma.org

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

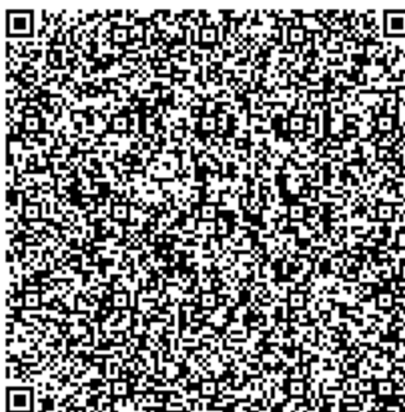
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87178-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений уровня продукта в резервуарах

Назначение средства измерений

Система измерений уровня продукта в резервуарах (далее – система) предназначена для управления технологическим процессом в режиме реального времени и для автоматического перевода технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций и измерения уровня продукта в резервуарах.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи преобразовательно-вычислительной части (ПВЧ) системы входных электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (ПИП). Аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока 4 до 20 мА поступают от ПИП в ПВЧ, где они преобразуются при помощи модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, данные значения отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты. По функциональным признакам система делится на две подсистемы: распределения система управления (PCY) технологическим процессом и система противоаварийной защиты (ПАЗ).

Совокупность ПИП и ПВЧ образуют измерительные каналы (ИК) системы, приведенные в таблице 3. Средства измерений, применяемые в качестве ПИП, приведены в таблице 1. ПВЧ состоит из устройств цифровых измерительных VEGADIS 371, программируемых контроллеров ControlLogix серии 1756 (далее – ПЛК) (для PCY 1756-L73, а для ПАЗ 1756-L72) в комплекте с аналоговыми модулями ввода серии 1794-IF8IH и с адаптерами связи 1794-AENTR производства фирмы «Allen-Bradley», а также операторских станций управления (специализированный персональный компьютер) предназначенные для управления и регулирования с реализованным программным обеспечением верхнего уровня «FactoryTalk View SE».

Конструкцией системы предусмотрено место нанесения заводского номера на маркировочной табличке, металлографическим способом, а также предусмотрено место в эксплуатационной документации. Единичный экземпляр системы имеет заводской номер № 003.

Знак поверки системы наносится на свидетельство о поверке системы в случае формировании на бумажном носителе.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые качестве ПИП

Наименование ПИП	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Уровнемеры бесконтактные микроволновые Vegapuls 6* (далее – уровнемеры Vegapuls 6)	27283-04
Уровнемеры радарные Vegapuls серии 40 (далее – уровнемеры Vegapuls 40)	21092-03

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано на операторских станциях управления на базе ПО верхнего уровня «FactoryTalk View SE», функционирующее под управлением операционной системы «Microsoft Windows».

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Метрологические характеристики системы в таблице 3 указаны с учетом влияния ПО системы.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ПО верхнего уровня
Идентификационное наименование ПО	FactoryTalk View SE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.00.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики и состав ИК системы приведены в таблице 3. Технические характеристики системы приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики и состав ИК системы

Номер	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК (место установки)		Диапазон измерений	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК (от диапазона измерений)
			ПИП	ПВЧ		
1.	ИК уровня продукта в резервуаре	2	Уровнемеры Vegapuls 6, модели 62 (тит.017)	Устройство цифровое измерительное Vegadis 371, ПЛК (тит.017)	от 0 до 11 м	$\pm 4,6 \%$
2.	ИК уровня продукта в резервуаре	2	Уровнемеры Vegapuls 40 модели 44 (тит.17)	Устройство цифровое измерительное Vegadis 371, ПЛК (тит.017)	от 0 до 11 м	$\pm 4,6 \%$

Таблица 4 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220/380 (+10/-15%) 50±1
Режим работы	непрерывный, автоматизированный
Измеряемая среда	бензин АИ95, АИ92, дизельное топливо ЭКМО, ЕВРО
Физико-химические показатели измеряемой среды: Температура измеряемой среды, °С - бензин - дизельное топливо Максимальное рабочее давление в резервуарах, МПа	от - 30 до + 35 от - 5 до + 55 не более 0,0016
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: - в местах установки ПВЧ - в местах установки ПИП б) относительная влажность воздуха, %: - в местах установки ПВЧ - в местах установки ПИП в) атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от -40 до +40 от 5 до 95 без конденсации влаги не более 98 от 86,0 до 106,7
Срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений уровня продукта в резервуарах, заводской № 003	-	1 комп.
Инструкция по эксплуатации	170574-КНТ-001-АК.ИЭ.4	1 шт.
Паспорт	170574-КНТ-001-АК.ПС.4	1 шт.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 4 «Методики измерений» инструкции по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений уровня продукта в резервуарах

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от 1·10 до 100 А»;

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

Правообладатель

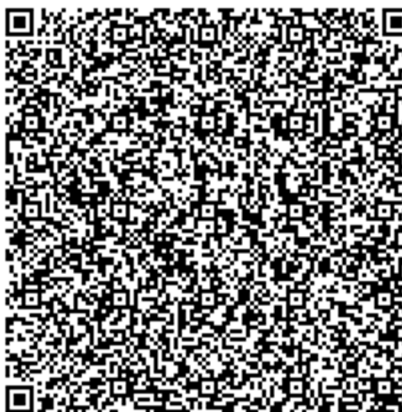
Общество с ограниченной ответственностью Лукойл - Комплексный нефтяной терминал» (ООО «Лукойл-КНТ»)
ИНН 3913500440
Адрес: 238340, Калининградская обл., г. Светлый, ул. Гагарина, д. 59/1

Изготовитель

Акционерное общество «Трест Севзапмонтажавтоматика» (АО «Трест СЗМА»)
ИНН 7825499746
Адрес: 195030 г. Санкт-Петербург, ш. Революции, д. 83Б, Литера Б, офис 320-323
Телефон (факс): +7 (812) 313-79-19, +7 (812) 313-79-01
E-mail: office@szma.org

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)
ИНН 7809022120
Адрес местонахождения: 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87179-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений давления на напорном трубопроводе насосов

Назначение средства измерений

Система измерений давления азотной подушки в резервуарах (далее – система) предназначена для управления технологическим процессом в режиме реального времени и для автоматического перевода технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций и защиты насосного оборудования.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи преобразовательно-вычислительной части (ПВЧ) системы входных электрических сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (ПИП). Аналоговые электрические сигналы силы постоянного тока 4 до 20 мА поступают от ПИП в ПВЧ, где они преобразуются по средствам модулей ввода аналоговых сигналов в значения физических параметров технологического процесса, данные значения отображаются на мнемосхемах мониторов операторских станций управления в виде числовых значений.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационными документами на ее компоненты. По функциональным признакам система делится на две подсистемы: распределения система управления (PCY) технологическим процессом и система противоаварийной защиты (ПАЗ).

Совокупность ПИП и ПВЧ образуют измерительные каналы (ИК) системы, приведенные в таблице 3. Средства измерений, применяемые в качестве ПИП, приведены в таблице 1. ПВЧ состоит из искрозащитных измерительных входных и выходных унифицированных сигналов PI-EX-ME-RPS (далее – барьер PI-EX-ME-RPS), программируемых контроллеров ControlLogix серии 1756 (далее - ПЛК) (для PCY 1756-L73, а для ПАЗ 1756-L72) в комплекте с аналоговыми модулями ввода серии 1794-IF8IH и с адаптерами связи 1794-AENTR производства фирмы «Allen-Bradley», а также операторских станций управления (специализированный персональный компьютер) предназначенные для управления и регулирования с реализованным программным обеспечением верхнего уровня «FactoryTalk View SE».

Конструкцией системы предусмотрено место нанесения заводского номера на маркировочной табличке, металлографическим способом, а также предусмотрено место в эксплуатационной документации. Единичный экземпляр системы имеет заводский номер № 002.

Знак поверки системы наносится на свидетельство о поверке системы в случае формирования на бумажном носителе.

Таблица 1 – Средства измерений, применяемые качестве ПИП

Наименование ПИП	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные S-10, S-11, IS-10, IS-11 модификации IS-10 (далее – датчики давления Wika IS-10)	24400-03
Преобразователи давления измерительные IS-20-S, IS-20-F, IS-20-H, IS-21-S и IS-21-F модели IS-20-F (далее - датчики давления Wika IS-20)	49944-12
Преобразователи давления серии K, модели XD (далее - датчики давления Ashcroft KXD)	57128-14
Преобразователи давления измерительные 27, модели 27R (далее – датчики давления Valcom)	20552-07

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы реализовано на операторских станциях управления на базе ПО верхнего уровня «FactoryTalk View SE», функционирующее под управлением операционной системы «Microsoft Windows».

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Метрологические характеристики системы в таблице 3 указаны с учетом влияния ПО системы.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ПО верхнего уровня
Идентификационное наименование ПО	FactoryTalk View SE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 12.00.00
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики и состав измерительных каналов системы приведены в таблице 3. Технические характеристики системы приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики и состав измерительных каналов (ИК) системы

Номер	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК (место установки)		Диапазон измерений	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК(от диапазона измерений)
			ПИП	ПВЧ		
1	ИК давления в напорном трубопроводе	7	Датчики давления Wika IS-10) (тит.006)	Барьер PI-EX-ME-RPS), ПЛК (тит. 002)	от 0 до 1 МПа	±4,8 %
2	ИК давления в напорном трубопроводе	2	Датчики давления Valcom (тит.006)	Барьеры PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.002)	от 0 до 1 МПа	±4,9 %
3	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления Wika IS-20 (тит.006)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.002)	от 0 до 1 МПа	±5,3 %
4	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления Wika IS-10 (тит. 005.1)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.029)	от 0 до 1 МПа	±4,8 %
5	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления Ashcroft KXD (тит. 005.1)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.014)	от 0 до 1 МПа	±5,0 %
6	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления – Valcom (тит. 005.1)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.014)	от 0 до 1 МПа	±4,9 %
7	ИК давления в напорном трубопроводе	4	Датчики давления Wika IS-20 (тит.005)	Барьеры PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.014)	от 0 до 1 МПа	±5,3 %

Продолжение таблицы 3

Номер	Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК (место установки)		Диапазон измерений	Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК (от диапазона измерений)
			ПИП	ПВЧ		
8	ИК давления в напорном трубопроводе	5	Датчики давления Valcom (тит.005)	Барьеры PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.014)	от 0 до 1 МПа	$\pm 4,9 \%$
9	ИК давления в напорном трубопроводе	5	Датчики давления Wika IS-10 (тит.041)	Барьеры PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.017)	от 0 до 1 МПа	$\pm 4,8 \%$
10	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления Wika IS-10 (тит.048)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.029)	от 0 до 1 МПа	$\pm 4,8 \%$
11	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления Wika IS-20 (тит.048)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.029)	от 0 до 1 МПа	$\pm 5,3 \%$
12	ИК давления в напорном трубопроводе	2	Датчики давления Valcom (тит.052)	Барьеры PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.029)	от 0 до 1 МПа	$\pm 4,9 \%$
13	ИК давления в напорном трубопроводе	3	Датчики давления Wika IS-10 (тит.039)	Барьеры PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.042)	от 0 до 1 МПа	$\pm 4,8 \%$
14	ИК давления в напорном трубопроводе	1	Датчик давления Wika IS-20 (тит.039)	Барьер PI-EX-ME-RPS, ПЛК (тит.042)	от 0 до 1 МПа	$\pm 5,3 \%$

Таблица 4 – Технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220/380 (+10/-15%) 50 $\pm$ 1
Режим работы	непрерывный, автоматизированный

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
	бензин АИ95, АИ92, авиатопливо, дизельное топливо ЭКМО, ЕВРО, масло SN-500, SN-150
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха, °С: - в местах установки ПВЧ - в местах установки ПИП б) относительная влажность воздуха, %: - в местах установки ПВЧ - в местах установки ПИП в) атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от -30 до +40 от 5 до 95 без конденсации влаги не более 98 от 86,0 до 106,7
Срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений давления на напорном трубопроводе насосов, заводской № 002	-	1 комп.
Инструкция по эксплуатации	170574-КНТ-001-АК.ИЭ.2	1 шт.
Паспорт	170574-КНТ-001-АК.ПС.2	1 шт.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 4 «Методики измерений» инструкции по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений давления на напорном трубопроводе насосов

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от 1·10 до 100 А»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью Лукойл - Комплексный нефтяной терминал» (ООО «Лукойл-КНТ»)

ИНН 3913500440

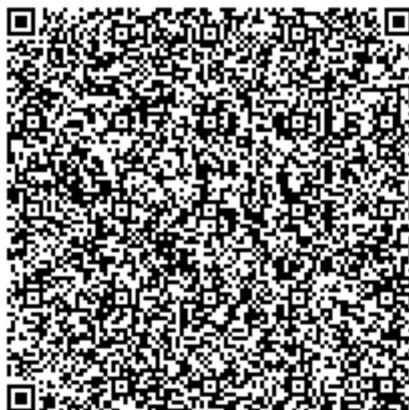
Адрес: 238340, Калининградская обл., г. Светлый, ул. Гагарина, д. 59/1

Изготовитель

Акционерное общество «Трест Севзапмонтажавтоматика» (АО «Трест СЗМА»)
ИНН 7825499746
Адрес: 195030 г. Санкт-Петербург, ш. Революции, д. 83Б, Литера Б, офис 320-323
Телефон (факс): +7 (812) 313-79-19, +7 (812) 313-79-01
E-mail: office@szma.org

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»
(ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
ИНН 7809022120
Адрес местонахождения: 420088, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д. 19
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87180-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура навигационная потребителей GPS/ ГЛОНАСС Garmin GPSMAP 64st

Назначение средства измерений

Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС Garmin GPSMAP 64st (далее – аппаратура) предназначена для определения геодезических координат (широты, долготы) место положения наземных объектов по сигналам навигационных космических аппаратов космической навигационной системы GPS/ГЛОНАСС.

Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры основан на параллельном приеме и обработке измерительными каналами сигналов GPS/ГЛОНАСС. Измерительные каналы используются для слежения по коду за сигналами GPS/ГЛОНАСС на частоте L1. Хранение результатов измерений производится во внутренней памяти аппаратуры.

Конструктивно аппаратура выполнена в едином корпусе, включением в себя приёмник сигналов GPS/ГЛОНАСС. Прочный водонепроницаемый корпус, обеспечивает надёжную защиту от пыли, воды и грязи. На передней панели расположены кнопки управления и цветной жидкокристаллический дисплей для отображения информации, результатов измерений и управления аппаратурой. На задней панели расположены, герметичный отсек для элементов питания и порт mini-USB для передачи результатов измерений на ПЭВМ. На боковой панели расположена кнопка включения, выключения аппаратуры. Питание аппаратуры осуществляется от двух элементов питания типа АА. Пломбирование аппаратуры не предусмотрено.

К аппаратуре навигационной потребителей относятся GPS/ГЛОНАСС Garmin GPSMAP64st заводские номера: 3BU005789, 3BU014465, 3BU033762, 3BU033759, 3BU033747, 3BU033773, 3BU033553, 3BU014457, 3BP303390.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид средства измерений с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера, приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид аппаратуры

Программное обеспечение

Программное обеспечение аппаратуры хранится во внутренней памяти аппаратуры и предназначено для управления аппаратурой, а также для отображения, обработки и сохранения результатов измерений.

Внесение изменений в идентификационные данные и метрологически значимое ПО аппаратуры невозможно.

Уровень защиты программного обеспечения по Р 50.2.077-2014 – «высокий».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GPSMAP 64st
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 5.7
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	отсутствует

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Граница допускаемой абсолютной погрешности определения координат при доверительной вероятности 0,95 по сигналам GPS/ГЛОНАСС в плане, м	± 15

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более:	
– длина	160
– ширина	61
– глубина	36
Масса (с элементами питания), кг, не более	0,230
Условия эксплуатации:	
– температура окружающего воздуха, °С	от –20 до +70
Напряжение питания от источника постоянного тока (2 батареи типа АА), В	3

Знак утверждения типа

Наносится в виде наклейки в верхней части передней панели аппаратуры.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность аппаратуры

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура навигационная потребителей GPS/ГЛОНАСС	Garmin GPSMAP 64st	1 шт.
USB кабель		1 шт.
Краткое руководство по эксплуатации Garmin GPSMAP 64st		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в кратком руководстве по эксплуатации (разделы – маршрутные точки, маршруты и треки).

Нормативные документы, устанавливающие требования к аппаратуре навигационной потребителей GPS/ГЛОНАСС Garmin GPSMAP 64st.

Государственная поверочная схема для координатно-временных средств измерений, утвержденная приказом Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2831.

Правообладатель

«Garmin international», США

Адрес: 1200E, 151 stStreet, Olathe, Kansas 66062 USA.

Изготовитель

«Garmin international», США

Адрес: 1200E, 151 stStreet, Olathe, Kansas 66062 USA.

Испытательный центр

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

ИНН 5044000102

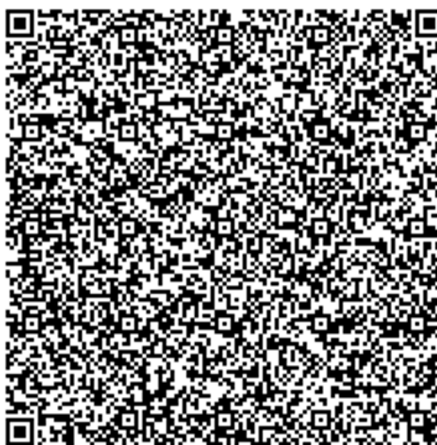
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, д. 4

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

Web-сайт: sniim.ru

E-mail: director@sniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87181-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на выходе ПСП «Сахалин-1»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на выходе ПСП «Сахалин-1» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений количества и показателей качества нефти, откачиваемой с приемо-сдаточного пункта «Сахалин-1» в нефтепровод Эксон Нефтегаз Лимитед.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью средств измерений: счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры и давления, измерительно-вычислительного комплекса. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых, преобразователей температуры и давления поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН, заводской номер №604, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. В состав СИКН входят технологический блок, система сбора и обработки информации, система электроснабжения и комплект запасных частей. В состав технологического блока входят блок фильтров, блок измерительных линий (рабочая и резервная), блок измерения показателей качества нефти, пробозаборное устройство щелевого типа, узел подключения передвижной поверочной установки.

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

В состав СИКН входят следующие средства измерений, утвержденных типов:

- счетчики-расходомеры массовые MicroMotion модели CMF350 (далее – СРМ) с измерительным преобразователем модели 2700, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег.) № 45115-16;
- датчики температуры Rosemount 3144P, рег. № 63889-16;
- преобразователи давления измерительные 3051S модификации 3051S2TG и 3051S2CD, рег. №66525-17;
- измеритель обводненности Red Eye® 2G B-filter, рег. №76784-19;
- преобразователь плотности и расхода CDM модели CDM100P, рег. №63515-16;
- расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400, рег. № 57762-14;
- контроллеры измерительные FloBoss S600+, рег. №64224-16;

– преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) К, модели KCD2-STC-Ex1, KCD2-STC-1, рег. № 22153-14;

– термометры и манометры для местной индикации и контроля температуры и давления.

Вспомогательные устройства и технические средства:

- автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора.
- пробоотборник автоматический;
- пробоотборник ручной;
- фильтры для очистки нефти от механических примесей;
- запорная и регулирующая арматура с устройствами контроля протечек.

В составе СИКН дополнительно сформированы измерительные каналы (далее – ИК) массового расхода нефти.

Заводской номер СИКН указан на фирменной табличке, прикрепленной снаружи блок-бокса возле входной двери методом шелкографии, и в эксплуатационной документации. Формат нанесения заводского номера – числовой.

Общий вид СИКН и место обозначения заводского номера приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН и место обозначения заводского номера

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (контроллера измерительного, АРМ оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики СИКН.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ПО Floboss S600+	ПО АРМ оператора

Идентификационное наименование ПО	Binary.app	mDLL.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25/25	1.2.5.16
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	1990	8F5F0A80
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16	CRC-32

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

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 24,6 до 164,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массового расхода нефти, %	±0,20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,30

Таблица 3 – Состав и метрологические характеристики измерительных каналов массового расхода нефти

Количество ИК (Место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений*, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
	Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1 (ИЛ № 1)	СРМ	ИВК	от 24,6 до 164,2	±0,20
1 (ИЛ № 2)	СРМ	ИВК	от 24,6 до 164,2	±0,20
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при определении метрологических характеристик ИК массового расхода и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от +5 до +55
Диапазон давления нефти, МПа	от 6,5 до 12,6
Диапазон плотности нефти при 20 °С, кг/м ³ (градусы API)	от 855,8 до 897 (от 26 до 38)
Вязкость кинематическая при 40 °С, мм ² /с (сСт), не более	10,0
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	40
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания:	

Наименование характеристики	Значение
– напряжение переменного тока, В	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное)
– частота переменного тока, Гц	50±1
Климатические условия эксплуатации СИКН:	
– температура в технологическом блоке, °С, не менее	+5
– температура в блоке аппаратурном, °С	от +15 до +24
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится методом аппликации на фирменную табличку, которая установлена снаружи блок-бокса СИКН на входной двери.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти на выходе ПСП «Сахалин-1» зав. № 604	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	604.00.00.00.000 РЭ	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) на выходе ПСП «Сахалин-1» ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз». (свидетельство об аттестации № 017-RA.RU.312655-2022 от 17.02.2022). Регистрационный номер в Федеральном реестре методик измерений ФР.1.29.2022.42706.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти

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

Общество с ограниченной ответственностью «ННК-Сахалинморнефтегаз»
(ООО «ННК-Сахалинморнефтегаз»)

ИНН 6501163102

Адрес: 693020, г. Южно-Сахалинск, Хабаровская ул., д.17

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Нефтегазинжиниринг» (ООО «НПП «Нефтегазинжиниринг»)
ИНН 0278093583

Адрес: 450027, г. Уфа, ул. Индустриальное шоссе, 55

Телефон: (347) 246-16-38, факс: (347) 295-92-47

E-mail: ngi@ngi-ufa.ru

Испытательный центр

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

ИНН 1660007420

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

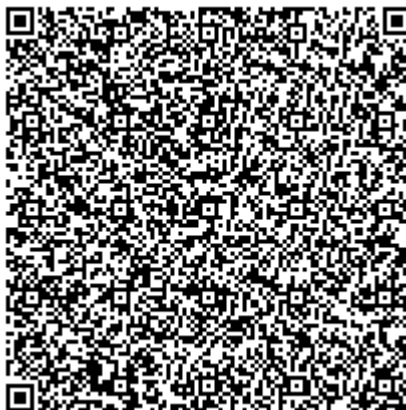
Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843)272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы крановые электронные КВ Уралвес

Назначение средств измерений

Весы крановые электронные КВ Уралвес (далее – весы) предназначены для измерений массы грузов при статическом взвешивании.

Описание средства измерения

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительного тензорезисторного датчика (далее - датчик), возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в аналоговый электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза.

Аналоговый электрический сигнал с датчика поступает в аналогово-цифровой преобразователь (АЦП), где преобразуется в цифровой код. Результаты взвешивания и значение массы груза индицируются на цифровом дисплее, расположенном на передней панели весов вместе с функциональной клавиатурой.

Весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ), состоящего из элементов верхнего и нижнего подвесов, корпуса из пластика или алюминия со встроенным датчиком, АЦП, дисплеем и аккумуляторной батареей.

Верхний элемент подвеса выполнен в виде серьги или траверсы с 0-образным кольцом, нижний элемент подвеса - в виде крюка или траверсы.

В весах используются датчики весоизмерительные тензорезисторные Уралвес К-Р производства ООО «Вектор-ПМ», РФ.

В весах предусмотрены следующие устройства:

- полуавтоматическое устройство установки нуля (ГОСТ OIML R 76-1-2011, Т.2.7.2.2);
- устройство первоначальной установки нуля (ГОСТ OIML R 76-1-2011, Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (ГОСТ OIML R 76-1-2011, Т.2.7.3);
- устройство тарирования (выборки массы тары) (ГОСТ OIML R 76-1-2011 Т.2.7.4).

В весах предусмотрено устройство сигнализации о перегрузке.

Весы имеют автономное аккумуляторное питание.

Управление работой весов осуществляется с помощью пульта дистанционного управления или непосредственно с клавиатуры, расположенной на передней панели весов.

Весы выпускаются однодиапазонными в одиннадцати модификациях, отличающихся друг от друга значением максимальной нагрузки, метрологическими характеристиками, конструктивными особенностями и дизайном.

Условное обозначение модификаций весов при заказе имеет вид:

КВ Уралвес – Мах-Х,

где Мах - значение максимальной нагрузки весов: 100; 200; 300; 500; 1000; 2000; 3000; 5000; 10000; 15000; 20000кг;

Х – модификация весов*:

ВТ – высокотемпературные (с защитным экраном);

И – индикатор на пульте ДУ;

А – модификация корпуса (алюминиевый сплав);

А (В2) – модификация корпуса (пластиковый).

*Примечание - в базовом исполнении Х отсутствует.

На корпусе ГПУ прикрепляется табличка, разрушающаяся при удалении, содержащая следующую информацию:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение весов;
- номер весов по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- значение (Мах);
- значение минимальной нагрузки (Min);
- значение поверочного интервала (e);
- значение максимальной массы тары (Т = - ...);
- знак утверждения типа средства измерений;
- год изготовления.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку типографским способом в буквенно-числовом формате.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или паспорт.

Общий вид весов приведён на рисунках 1 - 3.

КВ Уралвес от 100 до 1000 кг



КВ Уралвес от 2 до 10 т



Рисунок 1 - Общий вид весов

КВ Уралвес от 15 до 20 т



КВ Уралвес-МАХ-И, КВ Уралвес-МАХ-А

Весы с МАХ-И до 10 т

Весы с МАХ-А до 10 т

Весы с МАХ-И 15-20 т

Весы с МАХ-А 15-20 т



Рисунок 2 - Общий вид весов

КВ Уралвес-МАХ-А (В2)



КВ Уралвес-МАХ-ВТ



Рисунок 3 - Общий вид весов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов является встроенным и метрологически значимым и жестко привязано к электрической схеме, что соответствует п. 5.5 ГОСТ OIML R 76-1-2011 «Дополнительные требования к электронным устройствам с программным управлением», в части устройств со встроенным ПО.

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается введением пароля. Нормирование метрологических характеристик проведено с учетом применения ПО.

Конструкция весов исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Идентификационным признаком ПО должен служить номер версии, который должен отображаться на дисплее при включении весов.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Весы крановые электронные КВ Уралвес
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.01
Цифровой идентификатор ПО	_*
* – данные не доступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс без введения пароля	

Метрологические и технические характеристики

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011.....средний (III).
Значения минимальной нагрузки (Min), максимальной нагрузки (Max), поверочного интервала (e), действительной цены деления (d), числа поверочных интервалов (n), пределов допускаемой погрешности (mpe) при первичной поверке приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Обозначение модификации	Max, кг	Min, кг	e=d, кг	n	Интервалы взвешивания, кг	Пределы допускаемой погрешности при поверке, кг
КВ Уралвес-100 КВ Уралвес-100-A (B2)	100	1	0,05	2000	от 1 до 25 включ. св. 25 до 100 включ.	$\pm 0,025$ $\pm 0,05$
КВ Уралвес-200 КВ Уралвес-200-A (B2)	200	2	0,1	2000	от 2 до 50 включ. св. 50 до 200 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$
КВ Уралвес-300 КВ Уралвес-300-A (B2)	300	2	0,1	3000	от 2 до 50 включ. св. 50 до 200 включ. св. 200 до 300 включ.	$\pm 0,05$ $\pm 0,1$ $\pm 0,2$
КВ Уралвес-500 КВ Уралвес-500-A (B2)	500	4	0,2	2500	от 4 до 100 включ. св. 100 до 400 включ. св. 400 до 500 включ.	$\pm 0,1$ $\pm 0,2$ $\pm 0,3$

Продолжение таблицы 2

КВ Уралвес-1000 КВ Уралвес-1000-А (В2) КВ Уралвес -1000-И КВ Уралвес -1000-ВТ	1000	10	0,5	2000	от 10 до 250 включ. св. 250 до 1000 включ.	$\pm 0,25$ $\pm 0,5$
КВ Уралвес -2000 КВ Уралвес -2000-И КВ Уралвес -2000-ВТ КВ Уралвес -2000-А	2000	20	1	2000	от 20 до 500 включ. св. 500 до 2000 включ.	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$
КВ Уралвес -3000 КВ Уралвес -3000-И КВ Уралвес -3000-ВТ КВ Уралвес -3000-А	3000	20	1	3000	от 20 до 500 включ. св. 500 до 2000 включ. св. 2000 до 3000 включ.	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$
КВ Уралвес -5000 КВ Уралвес -5000-И КВ Уралвес -5000-ВТ КВ Уралвес -5000-А	5000	40	2	2500	от 40 до 1000 включ. св. 1000 до 4000 включ. св. 4000 до 5000 включ.	± 1 ± 2 ± 3
КВ Уралвес -10000 КВ Уралвес -10000-И КВ Уралвес -10000-ВТ КВ Уралвес -10000-А	10000	100	5	2000	от 100 до 2500 включ. св. 2500 до 10000 включ.	$\pm 2,5$ ± 5
КВ Уралвес -15000 КВ Уралвес -15000-И КВ Уралвес -15000-ВТ КВ Уралвес -15000-А	15000	100	5	3000	от 100 до 2500 включ. св. 2500 до 10000 включ. св. 10000 до 15000 включ.	$\pm 2,5$ ± 5 $\pm 7,5$
КВ Уралвес – 20000 КВ Уралвес -20000-И КВ Уралвес -20000-А	20000	200	10	2000	от 200 до 5000 включ. св. 5000 до 20000 включ.	± 5 ± 10

Пределы допускаемой погрешности весов в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемой погрешности при первичной поверке.

Пределы допускаемой погрешности, после выборки массы тары соответствуют пределам допускаемой погрешности для массы нетто при любом значении массы тары, соответственно.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	$\pm 0,25e$
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулём, % от Max, не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max, не более	20
Показания индикации массы, кг, не более	Max + 9e
Диапазон выборки массы тары (T–), % от Max	от 0 до 50
Диапазон рабочих температур, °C	от -10 до +40
Номинальное напряжение электрического питания, В:	
- весов постоянным током от аккумулятора SLA Battery	6
- пульта дистанционного управления – от двух аккумуляторов АА	1,2
Потребляемая мощность, В·А, не более	50
Время непрерывной работы от аккумулятора, ч, не менее	20
Радиус действия инфракрасного пульта дистанционного управления, не более, м	10

Габаритные размеры и масса весов в зависимости от конструктивного исполнения приведены в таблице 4.

Таблица 4

Обозначение модификации весов	Число весоизмерительных датчиков	Габаритные размеры весов (длина, ширина, высота), м, не более	Масса весов, кг не более
КВ Уралвес-100	1	0,190; 0,125; 0,120	4,5
КВ Уралвес -200	1		4,5
КВ Уралвес -300	1		4,5
КВ Уралвес -500	1		4,5
КВ Уралвес -1000	1		5
КВ Уралвес -2000	1	0,190; 0,190; 0,120	9,3
КВ Уралвес -3000	1	0,190; 0,190; 0,120	9,8
КВ Уралвес -5000	1	0,190; 0,210; 0,120	17
КВ Уралвес -10000	1	0,190; 0,210; 0,120	26
КВ Уралвес -15000	1	0,230; 0,360; 0,165	67
КВ Уралвес -20000	1	0,230; 0,360; 0,165	75
КВ Уралвес-100-А (В2)	1	0,2; 0,15; 0,15	1,6
КВ Уралвес -200-А (В2)	1		
КВ Уралвес -300-А (В2)	1		
КВ Уралвес -500-А (В2)	1		
КВ Уралвес -1000-А (В2)	1		2,4
КВ Уралвес-1000-ВТ	1	0,300; 0,400; 0,550	26
КВ Уралвес -2000-ВТ	1	0,300; 0,400; 0,600	30
КВ Уралвес -3000-ВТ	1	0,300; 0,400; 0,690	36
КВ Уралвес -5000-ВТ	1	0,300; 0,400; 0,820	42
КВ Уралвес -10000-ВТ	1	0,300; 0,400; 0,980	72
КВ Уралвес -15000-ВТ	1	0,300; 0,400; 1,050	88
КВ Уралвес-1000-И	1	0,230; 0,240; 0,140	12
КВ Уралвес-2000-И КВ Уралвес-2000-А	1	0,230; 0,240; 0,140	12
КВ Уралвес-3000-И КВ Уралвес-3000-А	1	0,230; 0,240; 0,140	12
КВ Уралвес-5000-И КВ Уралвес-5000-А	1	0,230; 0,240; 0,140	17
КВ Уралвес-10000-И КВ Уралвес-10000-А	1	0,230; 0,240; 0,140	21
КВ Уралвес-15000-И КВ Уралвес-15000-А	1	0,235; 0,325; 0,160	46
КВ Уралвес-20000-И КВ Уралвес-20000-А	1	0,235; 0,340; 0,160	74

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку, прикрепленную на корпусе весов электрографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы крановые	КВ Уралвес	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Пульт дистанционного управления	-	1 шт.
Аккумулятор	АА	2 шт.
Зарядное устройство	-	по заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» документов: ВПМ 427427-003 РЭ «Весы крановые электронные КВ Уралвес. Модель КВ Уралвес-А» раздел 3, ВПМ 427427-001 РЭ «Весы крановые электронные КВ», ВПМ 427427-005 РЭ «Весы крановые электронные КВ Уралвес. Модель КВ Уралвес-И», ВПМ 427427-004 РЭ «Весы крановые электронные КВ Уралвес. Модель КВ Уралвес-ВТ», ВПМ 427427-002 РЭ «Весы крановые электронные КВ Уралвес. Модель КВ Уралвес-А (В2)».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;
ГОСТ OIML R 76-1-2011 Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания;
ТУ 4274-016-60694339-2021. Весы крановые электронные КВ Уралвес. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Вектор-ПМ» (ООО «Вектор-ПМ»)
ИНН 5917597940
Юридический адрес: 614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Дзержинского, д. 1, корп.60, оф. 42

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Вектор-ПМ» (ООО «Вектор-ПМ»)
ИНН 5917597940
Юридический адрес: 614068, Пермский край, г. Пермь, ул. Дзержинского, д. 1, корп.60, оф. 42
Адрес места осуществления деятельности: 614038, г. Пермь, ул. Академика Веденеева, д. 80а
Тел./факс: (342) 254-32-76
E-mail: mail@vektorpm.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

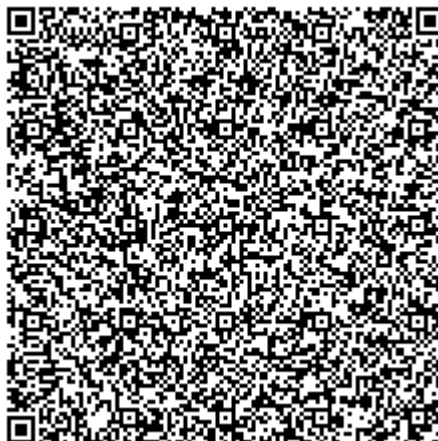
ИНН 7733776245

Адрес: 125424, Россия, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12,

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87183-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Толщиномеры электромагнитно-акустические ЕМ4000

Назначение средства измерений

Толщиномеры электромагнитно-акустические ЕМ4000 (далее по тексту – толщиномеры) предназначены для измерений толщины изделий из различных металлов при одностороннем доступе к поверхности контроля.

Описание средства измерений

Принцип действия толщиномеров основан на ультразвуковом эхо-импульсном методе неразрушающего контроля. В основе метода лежит измерение времени двойного прохода ультразвуковых волн через объект контроля (ОК), которое, при известной скорости распространения ультразвуковых волн в материале, пересчитывается в значение толщины. Для излучения ультразвуковых волн в ОК и приёма их отражений используется электромагнитно-акустический преобразователь (ЭМАП).

Конструктивно толщиномеры состоят из электронного блока и съёмного преобразователя, присоединённого непосредственно к корпусу толщиномера.

Общий вид толщиномеров приведен на рисунке 1.

Пломбирование толщиномеров не предусмотрено.

Заводской номер в числовом формате нанесён на шильд-наклейку, который расположен на задней панели электронного блока толщиномера.

Нанесение знака поверки на толщиномеры не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид толщиномеров электромагнитно-акустических EM4000

Программное обеспечение

Толщиномеры имеют в своём составе программное обеспечение (ПО), с помощью которого осуществляется сбор и обработка результатов измерений.

За метрологически значимое принимается всё ПО. ПО устанавливается производителем при производстве, доступ для пользователей к ПО отсутствует и не может быть изменён в процессе эксплуатации.

Защита программного обеспечения толщиномеров соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО толщиномеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЕМ-4000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.08 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений толщины (по стали), мм	от 2 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины (по стали), мм в диапазоне от 2 до 25 мм включ. в диапазоне св. 25 до 200 мм	$\pm (0,08 + 0,001 \cdot H)$ $\pm (0,1 + 0,005 \cdot H)$
H – измеренное значение толщины, мм.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон устанавливаемых скоростей распространения ультразвуковых волн, м/с	от 1000 до 9999,9
Питание осуществляется от встроенного аккумулятора напряжением, В	3,6
Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	185 44 34
Масса, кг, не более	0,3
Условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С	от -20 до + 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Толщиномер электромагнитно-акустический	ЕМ4000	1 шт.
Кейс для транспортировки и хранения прибора	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Преобразователь	ЕМТ40001	1 шт.
Кабель	USB-C	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Образец толщины	СОП СР40001	1 шт.
Защитная насадка на датчик	САР40001	2 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Описание работы с прибором» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Толщиномеры электромагнитно-акустические ЕМ4000. Технические условия. ТУ 26.51.66-002-65968971-2021.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Октанта» (ООО «Октанта»)
ИНН 7841425639

Юридический адрес: 191014, Санкт-Петербург, ул. Маяковского, д. 22-34

Адрес места осуществления деятельности: 192148, Санкт-Петербург, ул. Ольги Берггольц, д. 34

Телефон: +7 (812) 385-54-28

Web-сайт: www.oktanta-ndt.ru

E-mail: info@oktanta-ndt.ru

Изготовитель

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

ИНН 7841425639

Юридический адрес: 191014, Санкт-Петербург, ул. Маяковского, д. 22-34

Адрес места осуществления деятельности: 192148, Санкт-Петербург,
ул. Ольги Берггольц, д. 34

Телефон: +7 (812) 385-54-28

Web-сайт: www.oktanta-ndt.ru

E-mail: info@oktanta-ndt.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 7736042404

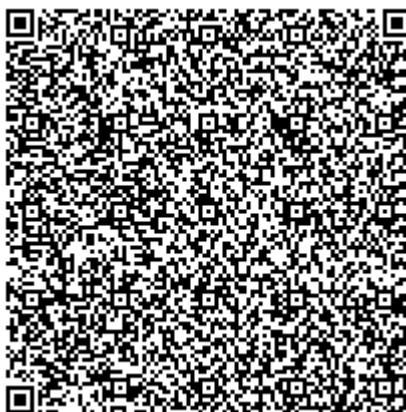
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87184-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Толщиномеры электромагнитно-акустические ЕМ1401

Назначение средства измерений

Толщиномеры электромагнитно-акустические ЕМ1401 (далее по тексту – толщиномеры) предназначены для измерений толщины изделий из различных металлов при одностороннем доступе к поверхности контроля.

Описание средства измерений

Принцип действия толщинометров основан на ультразвуковом эхо-импульсном методе неразрушающего контроля. В основе метода лежит измерение времени двойного прохода ультразвуковых волн через объект контроля (ОК), которое, при известной скорости распространения ультразвуковых волн в материале, пересчитывается в значение толщины. Для излучения ультразвуковых волн в ОК и приема их отражений используется сменный электромагнитно-акустический преобразователь (ЭМАП) или пьезоэлектрический преобразователь (ПЭП).

Конструктивно толщиномеры состоят из электронного блока и преобразователя, подключаемого к электронному блоку при помощи кабеля.

Толщиномеры выпускаются в двух модификациях: ЕМ1401 и ЕМ1401 UT. Толщиномеры ЕМ1401 работают с ЭМАП, а толщиномеры ЕМ1401 UT работают как с ЭМАП, так и с ПЭП.

Общий вид толщинометров приведен на рисунке 1 а) и 1 б).

Пломбирование толщинометров не предусмотрено.

Заводской номер в числовом формате нанесен на шильд-наклейку, который расположен на задней панели электронного блока толщинометра.

Нанесение знака поверки на толщинометры не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид толщиномеров электромагнитно-акустических EM1401

Программное обеспечение

Толщинометры имеют в своем составе программное обеспечение (ПО), с помощью которого осуществляется сбор и обработка результатов измерений.

За метрологически значимое принимается все ПО. ПО устанавливается производителем при производстве, доступ для пользователей к ПО отсутствует и не может быть изменен в процессе эксплуатации.

Защита программного обеспечения толщиномеров соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО толщиномеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЕМ-1401
Номер версии (идентификационный номер) ПО	00.01.05 и выше
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений толщины (по стали), мм EM1401 UT (с ПЭП) EDC5P10FS15 EDC5P7.2FS10 EDC10P5F3 EM1401, EM1401 UT (с ЭМАП) EMT14012	от 2 до 200 от 1 до 200 от 0,5 до 20 от 2 до 200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины (по стали), мм EM1401/ EM1401 UT (с ЭМАП) в диапазоне от 2 до 25 мм включ. в диапазоне св. 25 до 200 мм	$\pm (0,08+0,001 \cdot H)$ $\pm (0,1+0,005 \cdot H)$
EM1401 UT (с ПЭП) в диапазоне от 0,5 до 25 мм включ. в диапазоне св. 25 до 200 мм	$\pm 0,08$ $\pm (0,1+0,005 \cdot H)$
H – измеренное значение толщины, мм.	

Таблица 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон устанавливаемых скоростей распространения ультразвуковых волн, м/с	от 1000 до 9999,9
Питание осуществляется от встроенного аккумулятора напряжением, В	3,6
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	235
ширина	135
высота	50
Масса, кг, не более	1,0
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °C	от -20 до + 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	
		ЕМ1401	ЕМ1401 UT
Толщиномер электромагнитно-акустический	ЕМ1401, ЕМ1401 UT	1 шт.	1 шт.
Кейс для транспортировки и хранения прибора	-	1 шт.	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.	1 шт.
Преобразователь (ЭМАП)	EMT14012	1 шт.	1 шт.
Преобразователь (ПЭП)	EDC10P5F3	-	1 шт.
Преобразователь (ПЭП)	EDC5P7.2FS10	-	1 шт.
Преобразователь (ПЭП)	EDC5P10FS15	-	1 шт.
Кабель соединительный	-	1 шт.	2 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Описание работы с прибором» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Толщиномеры электромагнитно-акустические ЕМ1401. Технические условия. ТУ 26.51.66-001-65968971-2021.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Октанта» (ООО «Октанта»)
ИНН 7841425639
Адрес юридический: 191014, Санкт-Петербург, ул. Маяковского, д. 22-34
Адрес места осуществления деятельности: 192148, Санкт-Петербург,
ул. Ольги Берггольц, д. 34
Телефон: +7 (812) 385-54-28
Web-сайт: www.oktanta-ndt.ru
E-mail: info@oktanta-ndt.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Октанта» (ООО «Октанта»)
ИНН 7841425639
Адрес юридический: 191014, Санкт-Петербург, ул. Маяковского, д. 22-34
Адрес места осуществления деятельности: 192148, Санкт-Петербург,
ул. Ольги Берггольц, д. 34
Телефон: +7 (812) 385-54-28
Web-сайт: www.oktanta-ndt.ru
E-mail: info@oktanta-ndt.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

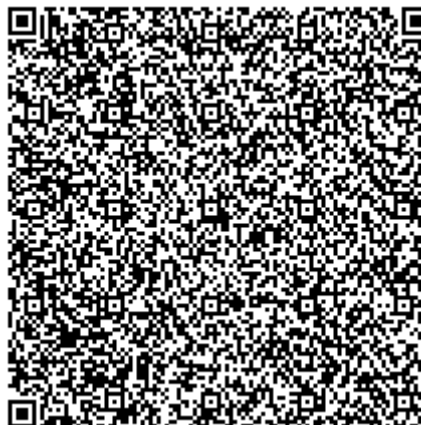
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87185-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50, (далее – резервуары), предназначены для измерения объема нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема нефтепродуктов в зависимости от уровня их наполнения.

Резервуары представляют собой закрытый стальной сосуд в виде горизонтально установленного цилиндра.

Резервуары установлены на металлических опорах, оборудованы люками-лазами для обслуживания во время эксплуатации.

Резервуары оснащены трубопроводами приема и выдачи, предохранительными клапанами и имеют наружное и внутреннее антикоррозионные покрытия.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на корпус резервуара. Номер имеет цифровое обозначение, состоящее из сочетания арабских цифр.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-50: зав. № 052, зав. № 063 расположены на территории котельной ООО «БашРТС», по адресу: 450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Высотная, 10/2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-50

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-50 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	50
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (при геометрическом методе), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм	
- внутренний диаметр	2454
- длина цилиндрической части	11200
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +40
- атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа наносится
на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-50	2 шт.
Паспорт	-	2 экз.

Сведения о методиках измерений

приведены в п. 3 «Порядок работы» паспорта на резервуар

Нормативные и технические 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

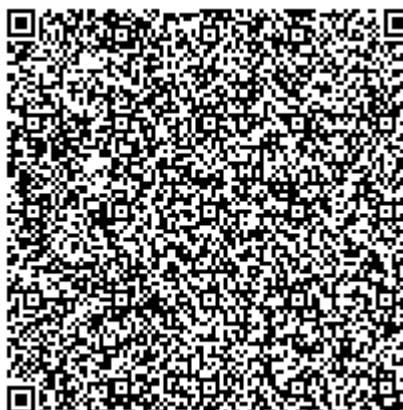
Общество с ограниченной ответственностью "КТТ-Инвест" (ООО "КТТ-Инвест")
ИНН 7724145148
Адрес: 127051, г. Москва, Большой Сухаревский пер., д.15 стр.1, офис 1
Телефон/факс: 8 (495) 737-91-50

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "КТТ-Инвест" (ООО "КТТ-Инвест")
ИНН 7724145148
Адрес: 127051, г. Москва, Большой Сухаревский пер., д.15 стр.1, офис 1
Телефон/факс: 8 (495) 737-91-50

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан» (ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан»)
ИНН 0278002498
Адрес: 450006, г. Уфа, бульвар Ибрагимова, д. 55/59
Телефон/факс: 8 (347) 276-78-74
E-mail: info@bashtest.ru
Web-сайт: <http://www.bashtest.ru>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311406.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87186-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС

Назначение средства измерений

Установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС (далее по тексту – установки) предназначены для автоматизированных измерений массы скважинной жидкости и вычислений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и объема попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, измерений параметров скважинной жидкости, отображения и регистрации результатов измерений, а также отбора проб скважинной жидкости на этапах сбора и транспортировки нефти.

Описание средства измерений

К данному типу средств измерений относятся установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС.

Принцип действия установок основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющие с помощью трубного делителя фаз (ТДФ) и сепаратора с последующем измерении массы и массового расхода скважинной жидкости, массы и массового расхода скважинной жидкости без учета воды, объема и объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям. Массу скважинной жидкости измеряют прямым методом динамических измерений. Содержание воды в скважинной жидкости определяется с помощью поточного влагомера. Массу скважинной жидкости без учета воды и попутного нефтяного газа после сепарации определяют как разность массы скважинной жидкости, массы воды и растворенного газа.

В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ через расходомер поступает в общий выходной коллектор, где смешивается с предварительно отделенной (и измеренной массовым расходомером) жидкостью.

Контроллер, расположенный в блок автоматики, фиксирует массу скважинной жидкости и её обводненность.

Установка представляет собой блочно-комплектное устройство полного заводского изготовления и состоит из следующих основных частей:

- блок технологический (далее по тексту – БТ);
- блок автоматики (далее по тексту – БА).

БТ предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы технологического оборудования и средств измерений установки. БТ в зависимости от модификации установки может представлять собой комплекс, состоящий из нескольких помещений, стыкуемых на месте эксплуатации с помощью комплекта монтажных частей.

Технологическое оборудование, размещаемое в БТ, включает в себя:

- узел трубопровода входа газожидкостной смеси (далее по тексту – ГЖС) с отсекающей арматурой;
- узел трубопровода выхода ГЖС с отсекающей арматурой;
- узел трубопровода с внутритрубным сепаратором, служащим для отделения газа от жидкости;
- сепаратор, оборудованный опорами, внутренними устройствами, люком-лазом, штуцером слива жидкости, контрольно-измерительными приборами, узлом пропарки (промывки) и продувки инертным газом, предохранительным клапаном СППК;
- узел трубопровода с расходомерами жидкости.

Измерительные линии жидкостной фазы, в которых производятся измерения:

– массы жидкости – счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion моделей CMF 400M-2700R (тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 63433-16 (далее по тексту – Рег. №), или расходомерами массовыми «Promass» (Рег. № 15201-11), расходомерами массовыми «Promass» моделей Promass 300, Promass 500 (Рег. № 68358-17), или расходомерами-счетчиками массовыми кориолисовыми «ROTAMASS» модели RC (Рег. № 75394-19), или расходомеры-счетчики массовые OPTIMASS 1400, OPTIMASS 2400, OPTIMASS 6400 (Рег. № 77658-20), или счетчиками-расходомерами массовыми «ЭМИС-МАСС 260» (Рег. № 42953-15), или счетчиками-расходомерами массовыми «Штрай-Масс» (Рег. № 70629-18), или счетчиками-расходомерами массовыми ЭЛМЕТРО-Фломак (Рег. № 47266-16);

– содержания воды – влагомером сырой нефти ВСН-2 (Рег. № 24604-12), измерители обводненности Red Eye модели Red Eye® 2G B-filter (Рег. № 76784-19), анализаторы влажности (влагомеры) FIZEPR-SW100 (Рег. № 75771-19), влагомеры оптические емкостные сырой нефти АМ-ВОЕЧН (Рег. № 78321-20), или косвенным методом, когда содержание воды в нефти определяют по результатам анализов объединенной пробы нефти;

Измерительная линия газовой фазы продукции скважин, в которой производятся измерения:

– массы или объема газа – счетчиками-расходомерами массовыми Micro Motion моделей CMF 400M-2700R (Рег. № 63433-16), или расходомерами массовыми «Promass» (Рег. № 15201-11), расходомерами массовыми «Promass» моделей Promass 300, Promass 500 (Рег. № 68358-17), или расходомерами-счетчиками массовыми кориолисовыми «ROTAMASS» модели RC (Рег. № 75394-19), или счетчиками-расходомерами массовыми «ЭМИС-МАСС 260» (Рег. № 42953-15), или счетчиками газа вихревыми СВГ типа СВГ.М (Рег. № 13489-13), или расходомерами газа ультразвуковыми КТМ600 РУС (Рег. № 62301-15), датчиками расхода-счетчиками «ДАЙМЕТИК-1261» (Рег. № 67335-17), или датчиками расхода газа «DYMETIC-1223M» (Рег. № 77155-19), или счетчиками-расходомерами массовыми Штрай-Масс (Рег. № 70629-18), или счетчиками-расходомерами массовыми ЭЛМЕТРО-Фломак (Рег. № 47266-16), расходомерами-счетчиками газа ультразвуковыми ЭЛМЕТРО-Флоус (ДРУ) (Рег. № 73894-19), или расходомерами-счетчиками вихревыми ЭЛЕМЕР-РВ (Рег. № 77797-20), или расходомерами-счетчиками ультразвуковыми ИРВИС-РС4М-Ультра (Рег. № 58620-14), или расходомерами-счетчиками вихревыми ИРВИС-РС4М (Рег. № 55172-13), расходомерами-счетчиками ультразвуковыми OPTISONIC 7300 (Рег. № 67993-17) или преобразователями расхода вихревыми «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)» (Рег. № 42775-14);

Измерительный канал температуры жидкой фазы и свободного попутного нефтяного газа:

- термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ex (Рег. № 21968-11);
- преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ex (Рег. № 23410-13);
- термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом RN-24-6NA11-TB-L0250/YTA110 (Рег. № 64702-16);

- термометры сопротивления платиновые вибропрочные эталонные ПТСВ Рег. № 32777-06);
- термопреобразователи универсальные ТПУ 0304/МЗ-1W (Рег. № 67897-17);
- термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС и их чувствительные элементы ЧЭ (Рег. № 58808-14).
- термометры сопротивления ДТС (Рег. № 28354-10);
- термопреобразователи сопротивления ЭНИ-300 ТСП, ЭНИ-300 ТСМ (Рег. №78201-20);
- преобразователи термоэлектрические ЭНИ-300 ТНН, ЭНИ-300 ТХА, ЭНИ-300 ТХК, ЭНИ-300 ТЖК, ЭНИ-300 ТМК (Рег. №79691-20).

Измерительный канал давления скважинной жидкости и свободного попутного нефтяного газа:

- преобразователи давления измерительные 3051 (Рег. № 14061-15);
- датчик давления МЕТРАН-150 (Рег. № 32854-13);
- преобразователи давления измерительные ДДПН-К (Рег. № 54091-13);
- преобразователи (датчики) давления измерительные EJX (Рег. № 81937-21);
- преобразователи давления измерительные VEGABAR (Рег. № 79709-20);
- преобразователи давления измерительные VEGADIF 85 (Рег. № 74173-19);
- преобразователи давления измерительные «Элемер-АИР-30» (Рег. № 67954-17);
- преобразователи давления измерительные АИР20/М2 (Рег. № 63044-16);
- преобразователь давления измерительный АИР-10U, АИР-10P (Рег. № 70286-18);
- датчик давления «ЭЛЕМЕР-100» (Рег. № 39492-18);
- преобразователи давления измерительные ОВЕН ПД200 (Рег. № 44389-10);
- датчики давления ЭНИ-100 (СУЭР-100) (Рег. № 71842-18);
- датчики давления ЭНИ-12 (ЭМИС-БАРО 10) (Рег. № 71161-18).

Показывающие СИ давления и температуры.

БА предназначен для размещения, укрытия и обеспечения условий нормальной работы силового электрооборудования и автоматики, устанавливаемых в нем:

– контроллеров SCADAPack на основе измерительных модулей 5209, 5232, 5305 (Рег. № 56993-14), или контроллеры SCADAPack 32/32P, 314/314E, 330/334 (330E/334E), 350/357 (350E/357E), 312, 313, 337E, 570/575 (Рег. № 69436-17), или вычислителей УВП-280 (Рег. № 53503-13);

– силовой шкаф, обеспечивающий питание контроллера управления установкой, систем отопления, освещения, вентиляции, сигнализации и др.;

– аппаратный шкаф, предназначенный для управления системой регулирования уровня, для сбора и обработки информации, а также для архивирования, индикации и передачи информации;

– вторичные устройства примененных в БТ СИ (при наличии);

– системы и средства жизнеобеспечения.

Комплекс программного обеспечения (далее по тексту – ПО) предназначен для обеспечения выполнения установками измерительных функций, а также обеспечения безопасного режима эксплуатации технологического оборудования, удаленного контроля и управления установкой.

Установки имеют отдельные исполнения, различающиеся по максимальному массовому расходу скважинной жидкости и объемному расходу свободного попутного нефтяного газа. Пример записи обозначения установки приведен ниже:

Установка измерительная для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС –250 –10 – 6,3 – М ТУ 28.99.39-004-69751748-2020

- | | | | | | | |
|--|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--|---|---|---|---|---|---|
- 1 – наименование;
2 – максимальный массовый расход скважинной жидкости по каждой измеряемой скважине, т/сут.;
3 – количество входов для подключения к скважинам;
4 – максимальное рабочее давление, МПа;
5 – исполнение мобильное М , стационарное С;
6 – обозначение ТУ.



Рисунок 1 – Общий вид установок Стрелкой указано место нанесения заводских (серийных) номеров.

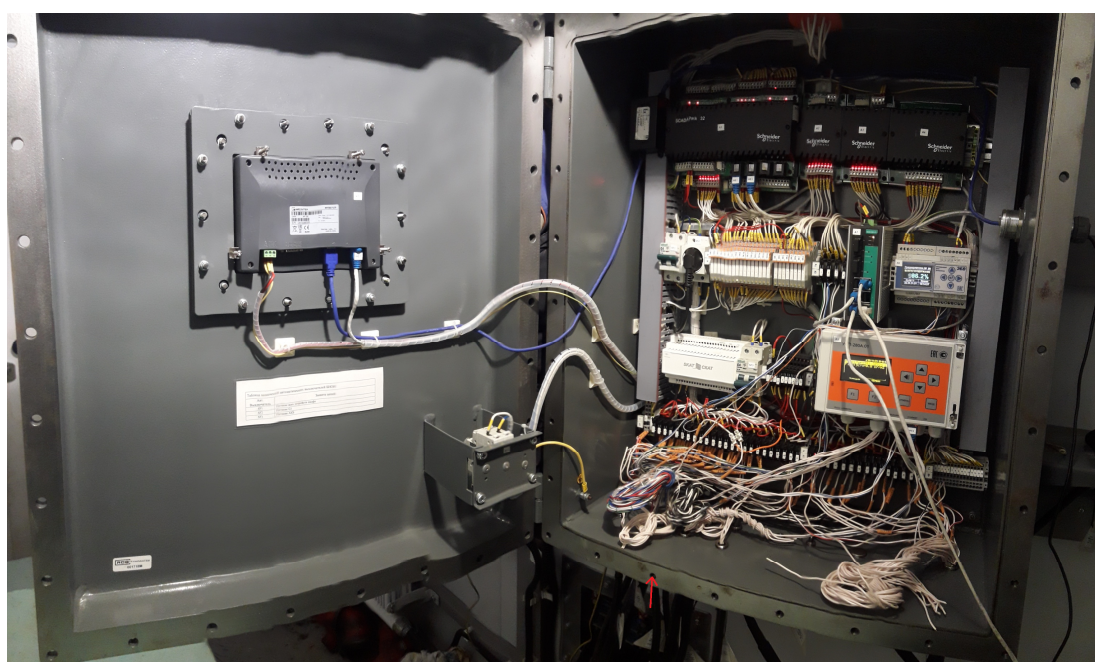


Рисунок 2 –Пломбируется шкаф управления с контроллерами.

Заводской (серийный) номер установок наносится на таблички ударным способом, обеспечивающим контрастность и сохранность изображения в течение срока службы изделия, которые крепятся снаружи технологического блока и блока автоматики, приводится в эксплуатационной документации. Формат нанесения заводского номера – буквенно-числовой. Пломбирование установок не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) установок обеспечивает реализацию их функций. Защита от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных осуществляется путем идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения». Погрешности установок нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО установок приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	Значение	Значение
	SCADAPack32	УВП-280	ЭБВ АМ-BOECH
Идентификационное наименование ПО	aerogaz_482_r1.2.8	ПО вычислителей УВП-280	EBV_VL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v.1.2.8	3.11, 3.12, 3.13	v.1.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	BB9A6250	5E84F2E7 для версии ПО 3.11 66AAF3DB для версии ПО 3.12 4DF582B6 для версии ПО 3.13	D565AD4C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 32	CRC 32	CRC 32

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода скважинной жидкости, т/сут, в зависимости от исполнения	от 0,5 до 2400
Диапазон изменений объёмного расхода свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям, м³/сут, в зависимости от исполнения	от 20 до 1000000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, % - при вязкости нефти в пластовых условиях не более 200 мПа·с - при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более	±2,5

Наименование характеристики	Значение ± 10
-----------------------------	----------------------

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % от 0 до 70 % свыше 70 до 95 % свыше 95 %	$\pm 6,0$ $\pm 15,0$ не нормируется
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема свободного нефтяного газа, %	$\pm 5,0$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	Нефтегазоводяная смесь
Рабочее давление, МПа, не более (выбирается из ряда)	2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0
Диапазон температуры рабочей среды, °С	от +10 до +90
Кинематическая вязкость жидкости при температуре 20 °С, мПа·с, в зависимости от исполнения, не более	2000*
Диапазон плотности жидкости, кг/м ³	от 680 до 1200
Газовый фактор, м ³ /т	до 1500
Содержание воды в скважинной жидкости, %	от 0 до 100
Объемное содержание остаточного газа в жидкости после сепарации, %, не более	1
Объемное содержание СО ₂ , % в зависимости от исполнения, не более	10
Объемное содержание сероводорода, %, в зависимости от исполнения, не более	20
Число подключаемых скважин в зависимости от исполнения	от 1 до 20
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - потребляемая мощность, кВт·А, не более	380±38/220±22 50±1 15
Габаритные размеры составных частей установки: длина, мм, не более ширина, мм, не более высота, мм не более	9000 3000 3430
Масса составных частей установки, кг, не более	24000
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ1**
Средняя наработка на отказ (за исключением компонентов КИП и А, срок службы которых определен в технической документации на данные изделия), ч, не менее	100000
Расчетный срок службы, лет	10

* – при условии состояния жидкости в текущем состоянии, достаточном для обеспечения сепарации газа. В ином случае изготовитель предусматривает техническое решение для обеспечения сепарации, например, предварительный подогрев, увеличение объема сепаратора и т.д. Пропускная способность установки, при вязкости жидкости свыше 500 мм²/с, определяется индивидуально

** – По требованию заказчика допускается изготовление установок с другим климатическим исполнением

Знак утверждения типа

наносится в центр титульных листов паспорта и руководства по эксплуатации установок типографическим способом, на таблички БТ и БА – любым способом, обеспечивающим контрастность и сохранность изображения в течение срока службы изделия.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки установок измерительных для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Комплект поставки установок измерительных для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС.

Наименование	Обозначение	Кол-во
Установка измерительная для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа ИБЗС	ИБЗС.25.00.000.00	1 компл.
Блок технологический	ИБЗС.25.01.000.00	1 шт.
Блок-бокс автоматики	ИБЗС.25.02.000.00	1 шт.
Соединитель БРС	ИБЗС.25.00.010.00	2 шт.
Монтажный чертеж	ИБЗС.25.00.000.00МЧ	1 экз.
Схема технологическая комбинированная	ИБЗС.25.00.000.00СЗ	1 экз.
Схема электрических соединений	ИБЗС.25.00.000.00Э4	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ИБЗС.25.00.000.00РЭ	1 экз.
Паспорт	ИБЗС.25.00.000.00ПС	1 экз.
Описание программного обеспечения	ИБЗС.25.02.000.00ПО	1 экз.
Описание комплекса технических средств	ИБЗС.25.02.000.00КТС	1 экз.
Руководство по эксплуатации ПО	ИБЗС.25.02.000.00 РЭ ПО	1 экз.
Упаковочный лист	ИБЗС.25.00.000.00УЛ	1 экз.
Сертификаты соответствия		1 компл.
Методика поверки поставляется по требованию потребителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса скважинной жидкости и объем попутного нефтяного газа. Методика измерений с применением установок измерительных для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС» (Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00257-2013/15309-21 от 08.11.2021, Р.1.29.2022.41877).

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»;

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

ПНСТ 360-2019 «Предварительный национальный стандарт РФ. ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ТУ 28.99.39-004-69751748-2020 Установки измерительные для определения количества скважинной жидкости и попутного нефтяного газа типа ИБЗС. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 7725715055

Юридический адрес: 121205, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Можайский, территория Инновационного Центра «Сколково», Большой бульвар, 42, стр. 1, пом. 376, раб. место 11.

Телефон(факс): +7 (499) 653-93-90

E-mail: info@aerogas.ru

Изготовитель

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

ИНН 7725715055

Юридический адрес: 121205, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Можайский, территория Инновационного Центра «Сколково», Большой бульвар, 42, стр. 1, пом. 376, раб. место 11.

Адрес осуществления деятельности: 140184, Московская обл., г. Жуковский, ул. Луч, д.24/1а

Телефон(факс): +7 (499) 653-93-90

E-mail: info@aerogas.ru

Испытательный центр

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

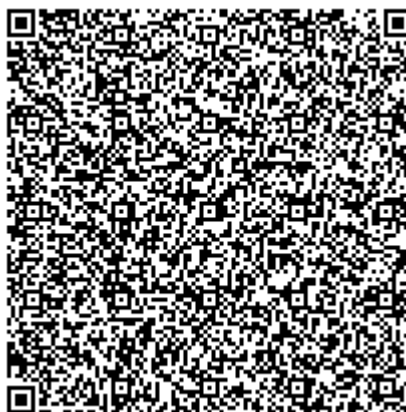
ИНН 1660007420

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

Телефон: +7 843 272 46 11

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87187-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ОРК»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) УСВ-3, технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера».

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 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

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

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

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

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при наличии расхождении часов сервера БД и времени УССВ.

Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов сервера БД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов сервера БД и часов счетчиков более чем на ± 2 с.

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

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

Журналы событий сервера БД 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 наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
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.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110 кВ ЦОФ, ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.26, КЛ 6 кВ Ф.26	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 30709-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 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	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	КТПН-400 ЦТМ 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
3	КТПН-400 Промбаза 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 58386-14	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
4	ПС 110 кВ Молодежная, ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, Яч.1, ВЛ 6 кВ Ф.1	ТЛП-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 47958-11	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
5	ПС 110 кВ Молодежная, ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.19, ВЛ 6 кВ Ф.19	ТЛП-10-М Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 47958-11	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

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ Молодежная, ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.26, ВЛ 6 кВ Ф.26	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КтТ 400/5 Рег. № 30709-11	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	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
7	ПС 110 кВ Горная, ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, Яч.13, ВЛ 6 кВ Ф.13	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
8	ПС 110 кВ Горная, ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.21, ВЛ 6 кВ Ф.21	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 600/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
9	ПС 110 кВ Горная, ЗРУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, Яч.33, ВЛ 6 кВ Ф.33	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 200/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
10	РУ-6 кВ №2 Обогащительная фабрика, II с.ш. 6 кВ, Яч.17	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КтН 6000/100 Рег. № 2611-70	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
11	КТПН-400 Очистные 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т- 1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КтТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,4	±7,3
12	РУ-0,4 кВ ФЛ Семенов А.Ю., с.ш. 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная	±1,1	±5,3
						реактивная	±2,2	±11,8
13	ПС 110 кВ Молодежная, ЗРУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, Яч.10, КЛ 6 кВ Ф.10	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 400/5 Рег. № 22192-07	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	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
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, ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии: для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, °C для счетчиков электроэнергии Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN, °C для счетчиков электроэнергии Меркурий 236 ART-03 PQRS, Меркурий 236 ART-02 PQRS, °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 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от -40 до +55 от -45 до +75 от +10 до +30 от -40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: для счетчика электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчика электроэнергии Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN, Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков электроэнергии Меркурий 236 ART-03 PQRS, Меркурий 236 ART-02 PQRS - 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 150000 2 220000 2 120000 2 35000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	40
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «ОРК» 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	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	6
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 236 ART-02 PQRS	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Меркурий 236 ART-03 PQRS	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1066 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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) АО «ОРК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Правообладатель

Акционерное общество «Оловянная рудная компания» (АО «ОРК»)

ИНН 2717017562

Адрес: 682702, Хабаровский край, Горненское с.п., Горный п., ул. Ленина, д. 26А

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Испытательный центр

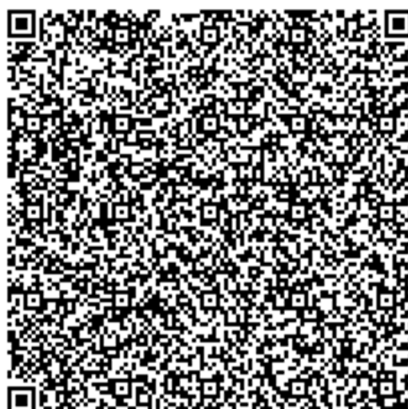
Акционерное общество «РЭС Групп»

(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 «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87188-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные с видеофиксацией «КРИС-2»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные с видеофиксацией «КРИС-2» (далее - комплексы) предназначены для автоматических измерений скорости движения транспортных средств (ТС), значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU); измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов в плане, измерения расстояний до ТС с одновременной фотофиксацией и сохранением полученной информации.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса «КРИС-2» при измерении скорости ТС основан на измерении разности частот падающего и отраженного сигнала от движущегося объекта (эффект Доплера) с одновременным определением расстояния от ТС до точки размещения комплекса.

Принцип действия комплексов при измерении значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокдры, формируемые комплексом.

Конструктивно комплекс состоит из основного блока (ОБ) и блока питания. ОБ содержит радиолокационный модуль, видеомодуль, процессорный модуль, навигационный спутниковый приемник, устройство хранения информации, модуль вывода и модуль подсветки.

Радиолокационный модуль предназначен для измерения скорости и определения положения ТС относительно комплекса; видеомодуль предназначен для получения видеоизображения ТС с достаточным для распознавания ГРЗ разрешением; процессорный модуль предназначен для обработки получаемой информации и распознавания ГРЗ; навигационный спутниковый приемник предназначен для привязки внутреннего времени комплекса к шкале UTC(SU) и определения координат комплексов в плане; устройство хранения информации предназначено для долговременного хранения видеоизображения ТС и прилагаемой служебной информации в памяти комплекса, модуль вывода предназначен для передачи данных по кабельным и/или беспроводным каналам связи на внешние устройства; модуль подсветки предназначен для обеспечения возможности получения видеoinформации в темное время суток.

Для питания от сети переменного тока в состав комплекса может входить преобразователь сетевого напряжения ЕРФК или источник бесперебойного питания БПФ. Допускается питание от аккумулятора.

Комплексы работают в полностью автоматическом режиме без участия человека. Функционально комплексы предназначены для распознавания государственных регистрационных знаков (ГРЗ) ТС с целью выявления нарушений правил дорожного движения, определенных в разделе 7.5 ТУ 26.51.66-044-31002820-2022, в том числе:

Превышение установленной скорости движения; Выезд на полосу, предназначенную для встречного движения, либо на трамвайные пути встречного направления; Движение во встречном направлении по дороге с односторонним движением; Движение по полосе для общественного транспорта; Пересечение сплошной линии разметки при перестроении; Нарушение запрета движения грузовых ТС; Проезд знака СТОП без остановки; несоблюдение требований «Остановка запрещена» или «Стоянка запрещена»; Нарушение правил применения ремней безопасности.

Алгоритм фиксации нарушений основан на перечисленных выше принципах и выполняется комплексом за счет автоматической привязки результатов измерения скорости и месторасположения ТС на дорожном полотне к видеоизображению ТС и его распознанному номерному знаку.

Комплексы могут использоваться как в стационарном (на дорожных конструкциях), так и передвижном (на штативах, треногах) вариантах размещения.

Общий вид комплексов представлен на рисунке 1.

Заводской номер наносится методом металлографии на шильдик, закрепленный на боковой поверхности ОБ, и типографским способом в формуляр. Формат нанесения заводского номера буквенно-числовой. Корпуса блоков защищены от проникновения мастичными пломбами на винтах конструкции.

Место нанесения знака утверждения типа, заводского номера и место пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.



а) с блоком питания БПФ



б) с блоком питания ЕРФК

Рисунок 1 - Общий вид комплексов «КРИС-2»



а) Место нанесения знака утверждения типа б) Место пломбировки от несанкционированного доступа.

Рисунок 2 - Место нанесения знака утверждения типа, заводского номера и место пломбировки от несанкционированного доступа

Знак поверки на корпус измерителей не наносится.

Программное обеспечение

В комплексах используется встроенное программное обеспечение (далее — ПО). ПО предназначено для управления процессом измерений, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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

Таблица 1 — Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	SimFwKris
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	64e844acb260462c4b581242fc7da4e5b90b08da
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	SHA1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч	от 2 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС, км/ч	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокадру, с	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса с национальной координированной шкалой времени UTC(SU), мкс	± 5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний от радарного модуля комплекса до ТС в диапазоне от 10 до 80 м, м	± 1

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла между осью радарного модуля комплекса и направлением на ТС в диапазоне от -15° до $+15^{\circ}$, °	± 2
Допускаемые доверительные границы абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат комплексов в плане, м	± 5

Таблица 3 — Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая частота излучения радарного модуля комплекса, ГГц	от 24,05 до 24,25
Напряжение питания от источника переменного тока частотой 50 Гц, В	от 90 до 300
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 10 до 15
Размеры зоны контроля: - по углу от оси комплекса, ° - по расстоянию от места установки комплекса, м	от -15 до $+15$ от 10 до 80
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), не более, мм:	
основной блок	
длина	460
ширина	180
высота	280
блок питания ЕРФК	
длина	300
ширина	100
высота	90
блок питания БПФ	
длина	350
ширина	230
высота	140
Масса, кг, не более:	
- основной блок	6,0
- блок питания ЕРФК	2,2
- блок питания БПФ	4,3
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до $+60$
- относительная влажность при 25 °С, %, не более	98

Знак утверждения типа

наносится на шильдик, закрепленный на боковой поверхности ОБ и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 — Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный с видеофиксацией в составе: — основной блок — блок питания — комплект кабелей — монтажно-эксплуатационный комплект — дополнительное оборудование*	«КРИС-2» ЕРФК или БПФ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ГДЯК 464965.050 РЭ	1 экз.
Руководство по установке и настройке	ГДЯК 464965.051 РЭ или ГДЯК 464965.052 РЭ	1 экз.
Формуляр	ГДЯК 464965.050 ФО	1 экз.
Методика поверки		1 экз.
где * - поставляется по отдельной заявке		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Общая информация о Комплексе» документа ГДЯК 464965.050 РЭ «Комплексы измерительные с видеофиксацией» КРИС-2». Руководство по эксплуатации».

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»;
ТУ 26.51.66-044-31002820-2022. «Комплексы измерительные с видеофиксацией «КРИС-2». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Симикон» (ООО «Симикон»)
ИНН 7804040165
Адрес: 195009, город Санкт-Петербург, улица Арсенальная, дом 66, корп. 3, стр. 1, пом. 824.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Симикон» (ООО «Симикон»)
ИНН 7804040165
Адрес: 195009, город Санкт-Петербург, улица Арсенальная, дом 66, корпус 3, стр. 1, пом. 824
Телефон (факс): +7(812) 670-09-09, +7(812) 324-61-51
Web-сайт: www.simicon.ru
E-mail: ruinfo@simicon.com

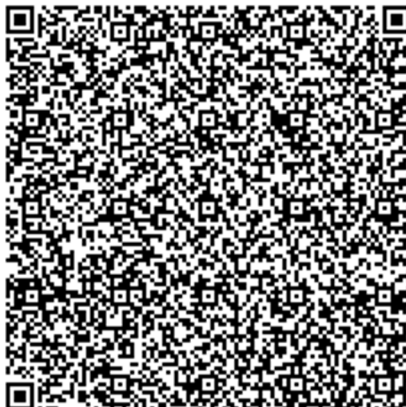
Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

ИНН 5044000102

Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87189-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Калибраторы температуры портативные КТП-3

Назначение средства измерений

Калибраторы температуры портативные КТП-3 (далее – калибраторы) предназначены для измерений и воспроизведения заданной оператором или настройками программного обеспечения требуемой температуры.

Описание средства измерений

Конструктивно калибратор состоит из нагревательного элемента (излучателя) с датчиком температуры, платы управления, интерфейса связи и индикатора с кнопками управления, размещённых в металлическом корпусе, окрашиваемом в цвета, которые определяет изготовитель. Значение воспроизводимой температуры задаётся при помощи кнопок управления на лицевой панели калибратора, в меню программы на подключённом ПК или с пульта комплекса КТСМ-03. Калибратор осуществляет нагрев излучателя до заданной температуры, термостатирование и поддержание заданной температуры до получения команды отмены.

Принцип действия калибраторов основан на генерации инфракрасного излучения, имитирующего тепловое излучение буксовых узлов подвижного состава, измерении и поддержании с помощью встроенных термодатчиков температуры нагревателя.

Климатическое исполнение калибраторов – УХЛ категории размещения 1.1 по ГОСТ 15150-69.

Заводской номер имеет цифровой формат и наносится на боковой панели калибратора методом трафаретной печати, износостойкой наклейки или иным пригодным способом, обеспечивающим идентификацию каждого экземпляра калибратора, возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на этикетку.

Общий вид калибраторов с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа (для износостойкой наклейки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунке 1.

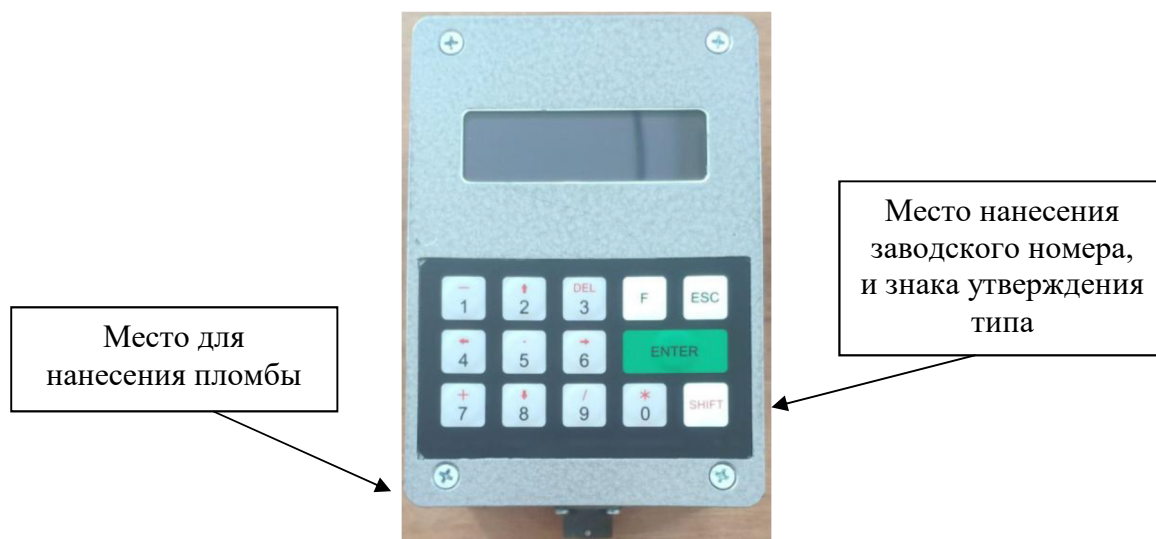


Рисунок 1 – Общий вид калибраторов с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

В калибраторах применяется встроенное программное обеспечение (ПО). ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (интерфейсную) части. Интерфейсная часть обеспечивает оптимизацию протокола передачи данных, метрологически значимая часть – контроль процесса измерений, вычисление, хранение и передачу результатов измерений на индикатор или персональный компьютер.

Влияние ПО калибраторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KT21.ktp2.none.update.v3_m1_0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и воспроизведения температуры*, °C	от -40 до +90
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности Δ_0 , °C - в поддиапазоне температуры от -40 °C до -10 °C включ. - в поддиапазоне температуры св. -10 °C до 90 °C	$\pm 1,0$ $\pm(0,002 \cdot T_{\text{изм}} + 1,0)$ **
Максимальная температура нагревательного элемента калибратора, °C	90
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности от изменения температуры окружающей среды для диапазона температуры от -60 °C до +15 °C и от +25 °C до +55 °C на каждые 10 °C, Δ_t , °C	$\pm 0,15$
*Диапазон измерений и воспроизведения температуры определяется комплектацией конкретного калибратора и приводится в руководстве по эксплуатации, но не более приведенного ** $T_{\text{изм}}$ – измеренная температура, °C	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	± 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Габаритные размеры, мм, не более – ширина – высота – длина	110 165 100
Масса, кг, не более	1,5
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность, %, не более	от -60 до +55 98
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	75000

Знак утверждения типа

наносится на боковую панель калибраторов методом трафаретной печати или износостойкой наклейки и на этикетку типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Калибратор температуры портативный	КТП-3	1 шт.
Кабель	ИН7.030.810	1 шт.
Кронштейн	ИН7.030.700	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИН7.030.000 РЭ	1 экз.*
Методика поверки	-	
Этикетка	ИН7.030.000 ЭТ	1 экз.
* На 100 шт. или в один адрес, или в электронном виде		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.4 руководства по эксплуатации ИН7.030.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 3185-031-59282442-2020 Калибраторы температуры портативные КТП-3. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инфотэкс Автоматика Телемеханика» (ООО «Инфотэкс АТ»)

ИНН 6659083521

Адрес: 620049, г. Екатеринбург, Автоматики пер, дом № 1, офис 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инфотэкс Автоматика Телемеханика» (ООО «Инфотэкс АТ»)

ИНН 6659083521

Юридический адрес: 620049, г. Екатеринбург, Автоматики пер, д. 1, оф. 1

Адрес производственной площадки: 620049, г. Екатеринбург, Автоматики пер, д. 1, оф. 1

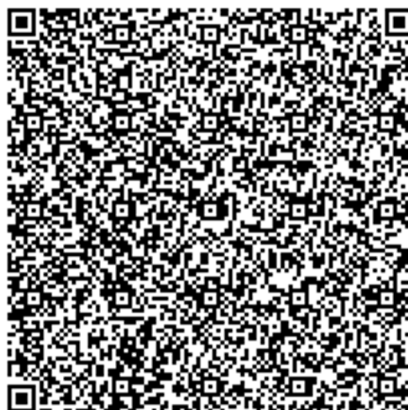
Испытательный центр

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

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт» (АО «СУЭК-Красноярск»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ГлавЭнергоСбыт» (АО «СУЭК-Красноярск») (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 по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (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 по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе блока коррекции времени ЭНКС-2 (далее по тексту – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ) и программное обеспечение (далее по тексту – ПО) программный комплекс (далее по тексту – ПК) «Энергосфера».

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. 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 АИИС КУЭ в составе верхнего – второго уровня системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию, получаемую посредством интеграции и/или в формате XML-макетов в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet, от АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК).

Сервер АИИС КУЭ оснащен УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемников. Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения более $\pm 0,1$ с (программируемый параметр) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ равного ± 2 с (программируемый параметр) и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1029.01) указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО 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 данные (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 - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Разрез Назаровский»								
1	ТП 6 кВ №20-17-26В, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
2	ПС 110 кВ Назаровская №20, 1 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ ф.20-19	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
3	ПС 110 кВ Назаровская №20, 2 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ ф.20-12	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
4	ПС 110 кВ Назаровская №20, 2 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ ф.20-20	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ТП 10 кВ №20-20-69, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
6	ВЩУ-0,4 кВ ИП Григорьева, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
7	КТП 6 кВ №30в-13-2, РУ-6 кВ, Ввод 6 кВ Т1	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ-СВЭЛ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 42661-09	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
8	РП-2 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВУ-0,4 кВ ИП Солдатов С.В.	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,2	±5,6
9	ВРУ-0,4 кВ ООО АРГО, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
10	РП-1 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВЩ-0,4 кВ ООО МСЧ Угольщик	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
11	ПС 110 кВ Транзитная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.37, ВЛ-6 кВ ф.37	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
12	ПС 110 кВ Транзитная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.39, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110 кВ Транзитная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.27, КЛ 6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
14	ПС 110 кВ Транзитная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.30, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
15	ПС 110 кВ Транзитная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.32, КЛ 6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
16	ПС 110 кВ Транзитная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.38, КЛ 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
17	ВРЩ-0,4 кВ ИП Кириков, КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
18	ВУ-0,4 кВ ООО СКБ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
19	ПС 35 кВ №83 Северная, 2 СШ 6 кВ, ф.83-14, ВЛ-6 кВ ф.83- 14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
20	ПС 35 кВ №83 Северная, 2 СШ 6кВ, ф.83-16, ВЛ-6 кВ ф.83- 16	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ТП 6 кВ №20-20-1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
22	ВРУ-0,4 кВ ИП Прокопьева, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,2	±5,5
23	РП-2 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ИП Егоров	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная	±1,0	±4,1
24	ПС 110 кВ Чулымская №38В, Ввод 6 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		реактивная	±2,4	±7,0
25	ПС 110 кВ Чулымская №38В, Ввод 0,4 кВ ТСН	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,2	±4,1
26	ПС 110 кВ Временная №35В, Ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,8	±7,1
27	ПС 110 кВ Временная №35В, Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±2,9
28	ПС 110 кВ Роторная-1 №37В-1, Ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,2	±5,5
		Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±2,9
		ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,2	±5,5
		Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,0
		ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		реактивная	±2,8	±6,9
		Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,0	±4,1
		ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,4	±7,0
		Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1
		ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС 110 кВ Роторная-1 №37В-1, Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
30	ПС 110 кВ Роторная-2 №35В-2, Ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
31	ПС 110 кВ Роторная-2 №35В-2, Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
32	ПС 110 кВ Драглайн-2 №92В, Ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
33	ПС 110 кВ Драглайн-2 №92В, Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
34	ПС 110 кВ Торцевая, Ввод 6 кВ Т-1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
35	ПС 110 кВ Торцевая, Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
36	ТП 6 кВ №83-1-76 Экипировка, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37	ПС 110 кВ Транзитная №29В, ВЛ-110 кВ С- 731	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 52619-13	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
38	ПС 110 кВ Транзитная №29В, ВЛ-110 кВ С- 732	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 52619-13	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
39	ПС 110 кВ Транзитная №29В, ВЛ-110 кВ С- 729	ТВ-110 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 29255-13	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
40	ПС 110 кВ Транзитная №29В, ВЛ-110 кВ С- 730	ТВ-110 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 29255-13	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
41	ПС 110 кВ Транзитная №29В, ОВ 110 кВ	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2 Ктт 500/5 Рег. № 52619-13	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
42	ПС 35 кВ Северная №83, 1 Сек. 6 кВ, яч.5, ввод 6 кВ Т1	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 45040-10 ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
43	ПС 35 кВ Северная №83, 2 Сек. 6 кВ, яч.9, ввод 6 кВ Т2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
44	ПС 110 кВ Транзитная №29В, 1 Сек. 6 кВ, ВЛ- 6 кВ ф.29	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
45	ПС 110 кВ Транзитная №29В, 1 Сек. 6 кВ, ВЛ- 6 кВ ф.41	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
46	ПС 110 кВ Транзитная №29В, 2 Сек. 6 кВ, ВЛ- 6 кВ ф.28	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
47	ПС 110 кВ Транзитная №29В, 2 Сек. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.42	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
48	ТП 6 кВ 83-1-77, Сек. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Гаражный кооператив	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
49	ТП 6 кВ 83-1-77, Сек. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону СНТ "Углестрой"	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
50	ТП 6 кВ 83-1-72, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	активная	±0,8	±2,9	
					реактивная	±2,2	±5,5	
51	ПС 35 кВ Северная №83, 1 Сек. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.83-13	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,6	±5,6	
52	ПС 35 кВ Северная №83, 1 Сек. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.83-15	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06	активная	±1,1	±3,1	
					реактивная	±2,6	±5,6	
Филиал АО «СУЭК-Красноярск» «Разрез Бородинский имени М.И. Щадова»								
53	КТПН 6 кВ №7-13-55, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Сервер	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	КТПН 6 кВ №7-13-55, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Электробойлерная	ТШП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 59924-15	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
55	РУ-0,4 кВ Столовая, ЦПР-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07 ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12 Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,2 ±5,6
56	ЗТП 6 кВ №52-02-44 АБК, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т2	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
57	ЗТП 6 кВ №52-02-44 АБК, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
58	КТПН 6 кВ №52-02-45, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Сервер	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
59	РУ-0,4 кВ Столовая, ЦПР-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,2 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
60	КТПН 6 кВ № 52-02-36 Химчистка, КЛ 0,4 кВ в сторону ЩР-0,4 кВ Электробойлерная	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
61	ЩР-0,4 кВ Химчистка, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод-2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,2	±5,6
62	КТПН 6 кВ № 52-02-36 Химчистка, КЛ 0,4 кВ в сторону 1 СШ 0,4 кВ ЩР-0,4 кВ Химчистка	ТШП М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 59924-15	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
63	ПС 110 кВ Бородинская, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.1-14	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
64	ПС 110 кВ Бородинская, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.1-20	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
65	ПС 110 кВ Бородинская, 2 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ ф.1-02	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
66	КТПН 6 кВ №1-22-90, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
67	КТПН 6 кВ №1-22-92, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
68	ПС 110 кВ Бородинская, 2 СШ 6 кВ, ВЛ 6 кВ ф.1-08	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
69	РУ-0,4 кВ в здании гостиницы, КЛ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
70	КТПН 6 кВ №1-02-53 Молочный завод, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1500/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
71	ПС 110 кВ Буйная, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Т-182	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S КТТ 15/5 Рег. № 21256-07	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 КТН 35000/100 Рег. № 51621-12	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
72	ПС 110 кВ Буйная, ОРУ-27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, ф.ДПР	ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
73	КТП №4А 27,5 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ ООО Сибирский уголь	ТТИ-А Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
74	ПС 110 кВ Буйная, ОРУ-27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, ф.3МВ	ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
75	ПС 110 кВ Буйная, ОРУ-27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, ВЛ 27,5 кВ ф.КС-3	ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
76	ПС 110 кВ Буйная, ОРУ-27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, ВЛ 27,5 кВ ф.КС-1	ТВ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 44632-10	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
77	ПС 110 кВ Буйная, ОРУ-27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, ВЛ 27,5 кВ ф.КС-2	ТВ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 44632-10	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
78	КТПН 6 кВ №52-28-5, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
79	КТП 6 кВ №52-26-33, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШ-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 800/5 Рег. № 15764-96	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
80	РЩ-0,4 кВ ИП Цыганова Н.В., Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 42459-12		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
81	КТПН 6 кВ №52-26-40, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
82	КТПН 6 кВ №52-18-35, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону Здание УТВСиП	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
83	КТПН 6 кВ №52-18-35, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Диспетчерский центр	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
84	ЩР-0,4 кВ в здании столовой, КЛ 0,4 кВ в сторону Столовая ПТУ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
85	ЩР-0,4 кВ в здании столовой, КЛ 0,4 кВ в сторону АБК ПТУ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
86	КТПН 6 кВ №52-08-34, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ЩР-0,4 кВ ООО Эко-Восток КНС- 2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
87	КТПН 6 кВ №52-08-34, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ в сторону ЩР-0,4кВ УТВСиПК	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
88	КТПН 6 кВ №52-08-34, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Диспетчерский центр	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 250/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
89	КТПН 6 кВ №52-01-39, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ РСП	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
90	КТПН 6 кВ №52-01-32, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Складское хоз-во	ТШ-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 15764-96	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
91	ПС 110 кВ Промплощадка, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.52-09	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,9	±3,0
						реактивная	±2,3	±5,5
92	ПС 110 кВ Промплощадка, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.52-11	ТЛК10 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100 Рег. № 11094-87	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,9	±3,0
						реактивная	±2,3	±5,5
93	КТПН 6 кВ №52-22-06, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
94	КТПН 6 кВ №52-22-50 ПАТО, СШ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ ПАТО	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
95	КТПН 6 кВ №52-22-11, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
96	КТПН 6 кВ №52-22-29, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М У3 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 42459-12		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
97	КТПН 6 кВ №52-22-48 Автобаза, СШ 0,4кВ, КЛ 0,4 кВ ООО Сервис-Интегратор	ТШП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 59924-15	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
98	ЩР-0,4 кВ ООО Эко- Восток КНС-2, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
99	КТПН 6 кВ №52-06-38, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ АТЦ-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 19956-02	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
100	КТПН 6 кВ №52-06-57, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
101	КТПН 6 кВ №52-06-37, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ АТЦ-1	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 44142-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
102	КТПН 6 кВ №52-03-46 ОТК, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ОТК	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
103	КТПН 6 кВ №52-03-09, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
104	КТП 6 кВ №52-03-08 Служба пути, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТК-60 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 56994-14	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
105	КТП 6 кВ №52-03-41, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 42459-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
106	КТП 6 кВ №52-03-42, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 42459-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
107	КТПН 6 кВ №52-03-10, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 42459-12		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
108	КТПН 6 кВ № 52-03-43, СШ 0,4 кВ, яч.1, КЛ 0,4 кВ в сторону ВРУ-0,4 кВ Чугунно-литейный цех	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
109	КТПН 6 кВ № 52-03-43, СШ 0,4 кВ, яч.3, КЛ 0,4 кВ в сторону ЩР-04 кВ КНС-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
110	КТПН 6 кВ №1-12-91, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 М УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
111	КТПН 6 кВ № 1-12-14 Угольная 2, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13 Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
112	КТПН 6 кВ № 1-06-15 Экипировка ПТУ, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
113	КТПН 6 кВ №1-12-93, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 59924-15	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
114	КТПН 6 кВ №1-12-25, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
115	КТПН 6 кВ № 1-12-96, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 59924-15	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
116	КТПН 6 кВ №1-12-18, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТИ-40 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 28139-12	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
117	КТПН 6 кВ №1-12-88, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
118	КТПН-250 6 кВ №1-12-94, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,0
119	РТП 6 кВ 2х400 №1-06-95, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 15173-06	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
120	РТП 6 кВ 2х400 №1-06-95, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 64182-16	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
121	КТПН 6 кВ №1-06-77, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 76142-19		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
122	КТПН 6 кВ №1-06-16, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТТЭ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 67761-17	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
123	КТПН 6 кВ №1-06-12, Ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
124	КТПН 6 кВ №1-06-52, СШ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ Котельная Породная-II	ТШП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 59924-15	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
125	КТПН 6 кВ №1-06-52, СШ 0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ Пост ЭЦ ст.Породная 2, пост №1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
126	ПС 110 кВ КАТЭК, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
127	ПС 110 кВ КАТЭК, Ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
128	ПС 110 кВ КАТЭК, Ввод 6 кВ Т2	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
129	ПС 110 кВ КАТЭК, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,0
130	ПС 110 кВ КТПБ № 21, Ввод 0,4 кВ ТСН	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
131	ПС 110 кВ КТПБ № 21, Ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
132	ПС 110 кВ Карьерная № 22, Ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП 0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 15174-01	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
133	ПС 110 кВ Карьерная № 22, Ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
134	ПС 110 кВ Наклонный ствол № 56, Ввод 0,4 кВ ТСН	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
135	ПС 110 кВ Наклонный ствол № 56, Ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
136	КТП 10 кВ №29-08-21 ст.Уральская, Ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
137	ШУ-0,4кВ на стене АЗС, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 67928-17	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,9 ±5,1
138	КТПН 6 кВ №7-13-55, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
139	Жилпоселок №57, 1 Сек. 6 кВ, КЛ-6 кВ Ф.7-06 резерв	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
140	ПС 110 кВ Бородинская №1, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-4	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 28139-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
141	ПС 110 кВ Бородинская №1, 2 Сек. 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф.1-22	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
142	ПС 110 кВ Бородинская №1, 1 Сек. 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф.1-12	ТЛК10-5,6 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
143	ПС 110 кВ Бородинская №1, 1 Сек. 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф.1-06	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-97	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
144	ПС 110 кВ Бородинская №1, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-3	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
145	ПС 110 кВ Бородинская №1, ВЛ- 110 кВ С-917	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3:100/√3 Рег. № 26452-06	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
146	ПС 110 кВ Бородинская №1, ВЛ- 110 кВ С-918	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08 НКФ-110 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 26452-06	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-12	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
147	ПС 110 кВ Бородинская №1, ВЛ- 110 кВ С-911	ТФЗМ 110Б Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 24811-03	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08 НКФ-110 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 26452-06	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
148	ПС 110 кВ Бородинская №1, ВЛ- 110 кВ С-920	ТФМ-110 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08 НКФ-110 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 26452-06	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
149	ПС 110 кВ Бородинская №1, ОСШ 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08 НКФ-110 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3:100/√3 Рег. № 26452-06	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
150	КТП 6 кВ №52-02-45, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т2	ТШ-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 15764-96	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
151	КТПН 6 кВ №1-02-53 Молочный цех, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Смородин	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 17551-06	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 42459-12		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±4,1 ±5,5
152	КТПН 6 кВ №1-02-53 Молочный цех, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ сторону ИП Минасян	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
153	КТПН 6 кВ №52-28- 113, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
154	КТП 6 кВ №52-28-114, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 67928-17	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
155	КТП 6 кВ №52-26-31, РУ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РЩ-0,4 кВ АБК	ТТЭ-С Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 54205-13	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
156	ПС 110 кВ Промплощадка №52, ТСН-3, РУ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ИП Физик	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
157	КТПН 6 кВ №52-22-47 РБУ, СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ИП Шумачков	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
158	КТПН 6 кВ №52-22-47 РБУ, СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ Гараж №1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 76142-19		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
159	КТПН 6 кВ №52-22-47 РБУ, СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ИП Петров	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
160	КТП 6 кВ № 52-22-110, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
161	КТПН 6 кВ 52-22-109, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
162	РУ-6 кВ Котельная №1 ООО БЭУ, отпайка от ВЛ-6 кВ ф.52-18 ПС 110 кВ Промплощадка №52	ТПК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 22944-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
163	РУ-6 кВ Котельная №1 ООО БЭУ, отпайка от ВЛ-6 кВ ф.52-08 ПС 110 кВ Промплощадка №52	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 15128-07	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
164	КТПН 6 кВ № 52-01- 100, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
165	КТПН 6 кВ №52-03-46 ОТК, Сек. 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ООО Фабрика мебели АБВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
166	КТПН 6 кВ № 52-03-46 ОТК, Сек. 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону Павлов С.Л.	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная реактивная	±1,0 ±2,2	±3,9 ±5,1
167	КТПН 6 кВ №52-02- 101, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5
168	КТПН 6 кВ № 52-06- 107, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
169	КТПН 6 кВ № 52-06-105 ГСМ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
170	КТПН 6 кВ № 52-06-106, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
171	КТПН 6 кВ № 52-06-108, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±0,8	±3,0
						реактивная	±2,2	±5,5
172	КТПН 6 кВ № 52-06-49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Флами	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 40/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
173	КТПН 6 кВ № 52-06-49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону А.В. Сыроватский	ТТИ-А Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 28139-12	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
174	КТПН 6 кВ № 52-06-49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону В.П. Марков	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±5,5
175	КТПН 6 кВ № 52-06-49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Слыш С.В.	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1
176	КТПН 6 кВ № 52-06-49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Вернер А.А.	Т-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 36382-07	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,2	±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
177	ПС 110 кВ Буйная, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Т-8	ТФЗМ 35Б-I У1 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 26419-04	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3:100/√3 Рег. № 912-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
178	ПС 110 кВ Буйная, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Т-24	ТОЛ-СВЭЛ-35 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 70106-17	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/√3:100/√3 Рег. № 912-70	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
179	ПС 110 кВ Буйная, ввод 27,5 кВ Т2	ТВ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 44632-10	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-06		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
180	ПС 110 кВ Буйная, ввод 27,5 кВ Т1	ТВ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 44632-10	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 27500/100 Рег. № 912-05	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
181	ПС 110 кВ Буйная, ТСН-1,2, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.03 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 63534-16		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
182	КТПН 6 кВ № 52-06-49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Фарына	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 47176-11	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
183	КТПН 6 кВ № 52-22-111, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 40/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±3,9
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
184	КТПН 6 кВ № 52-03-46 ОТК, СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону Акимов А.В.	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 15/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	активная	±1,0	±3,9
185	КТПН № 52-26-31, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШ-0,66У3 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 6891-84	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±5,1
186	КТПН № 52-01-30, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТИ-60 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 28139-07	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±1,0	±4,1
187	КТПН 6 кВ №52-22-47, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Васильев А.А.	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 36382-07	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		реактивная	±2,4	±7,1
188	КТПН 6 кВ № 52-06- 49, СШ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Клявзер Р.А.	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 30/5 Рег. № 71031-18	-	СЕ 303 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08		активная	±0,8	±3,0
189	КТПН 6 кВ №52-06-01, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 15173-06	-	МИР С-01 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 32142-08		реактивная	±2,2	±5,5
190	КТПН 6 кВ № 52-03-46 ОТК, СШ 0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону Гараж	-	-	СЭБ-1ТМ.03Т Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75679-19		активная	±1,0	±3,9
191	КТПН 6кВ № 52-18-35, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 Т	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	МИР С-03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		реактивная	±2,2	±5,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1 - 191 от минус 40 до плюс 55 °С. Для ИК № 111 значения погрешности указаны для комбинации средств измерений с наименьшими показателями точности измерения (ТТ кл. т. 0,5, счетчик кл.т. 0,5S/1,0). Для ИК № 145-149 значения погрешности указаны для комбинации средств измерений с наименьшими показателями точности измерения (ТТ кл. т. 0,5, ТН кл. т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5). 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, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик. 6 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа. 7 Допускается замена сервера АИИС КУЭ 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	191
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 - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C	от 90 до 110 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 +55 от +10 до +30 от -40 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, год, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	113 30 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

– журнал сервера:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИИК «Журналы событий».

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 систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66	176
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	42
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	15

Продолжение таблицы 4

Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	18
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	23
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	72
Трансформаторы тока	ТШП М-0,66 У3	18
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	15
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТВ-СЭЦ	8
Трансформаторы тока	ТШ-0,66 У3	6
Трансформаторы тока	ТЛК10	4
Трансформаторы тока	ТШП-0,66 У3	3
Трансформаторы тока	ТТК-60	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЭ-30	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	9
Трансформаторы тока	ТВ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	1
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	5
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	4
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	9
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3
Трансформаторы тока 10...1500 А	ТШ-0,66 У3	3
Трансформаторы тока измерительные 0,66 кВ	ТТЭ-С	3
Трансформаторы тока	ТПК-10	2
Трансформаторы тока опорные и шинные	ТШ-0,66У3	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-60	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-І У1	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	16
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2

Продолжение таблицы 4

Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-35	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57У1	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	5
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-01	92
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 303	20
Счетчики электрической энергии трехфазные электронные	МИР С-03	70
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	МИР С-03	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.03Т	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-формуляр	РЭСС.411711.АИИС.1029.01 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

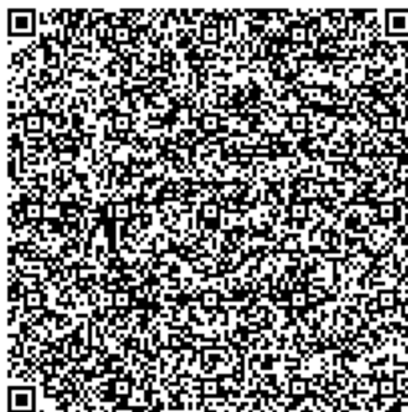
Акционерное общество «СУЭК-Красноярск»
(АО «СУЭК-Красноярск»)
ИНН 2466152267
Адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Ленина, д.35, стр.2

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 «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87191-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Хлеб»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Хлеб» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы VMware (сервер) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится при обнаружении расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Хлеб».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». ПО «Пирамида 2.0» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2.0». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2.0» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2.0» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение										
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2.0										
	Binary Pack Controls.dll	Check Data Integrity.dll	Coml ECFunc-tions.dll	ComMod-busFunc-tions.dll	Com StdFunc-tions.dll	DateTime Pro-cessing.dll	Safe Values DataUp-date.dll	Simple Verify Data Statuses.dll	Sum-mary Check CRC.dll	Values DataProc-essing.dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.3.1										
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5										

Метрологические и технические характеристики

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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	КТП ЧП Осипова 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66УЗ	—	A1805RAL-P4G-DW-4	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Актив-ная	1,0	3,2
		Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 71031-18 Фазы: А; В; С		Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реак-тивная	2,1	5,6
2	ТП-29 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КЛ 0,4 кВ Вереск	ТТИ-0,66	—	A1805RAL-P4G-DW-4			Актив-ная	1,0	3,3
		Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 28139-04 Фазы: А; В; С		Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реак-тивная	2,1	5,5
3	ТП-29 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66	—	A1805RAL-P4G-DW-4			Актив-ная	1,0	3,3
		Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 58385-20 Фазы: А; В; С		Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реак-тивная	2,1	5,5
4	ТП-29 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66	—	A1805RAL-P4G-DW-4			Актив-ная	1,0	3,3
		Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 58385-20 Фазы: А; В; С		Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Реак-тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП-29А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66УЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	А1805RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	УСВ-3 Рег. № 51644-12	VMware	Актив-ная	1,0	3,2
							Реак-тивная	2,1	5,6
6	ТП-29А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66УЗ Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	А1805RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив-ная	1,0	3,2
							Реак-тивная	2,1	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 2-4 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 Допускается замена ТТ 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2-4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Альфа А1800	9
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер на базе закрытой облачной системы	VMware	1
Формуляр	РТ.7731411714.424179.41.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ЗАО «Хлеб», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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

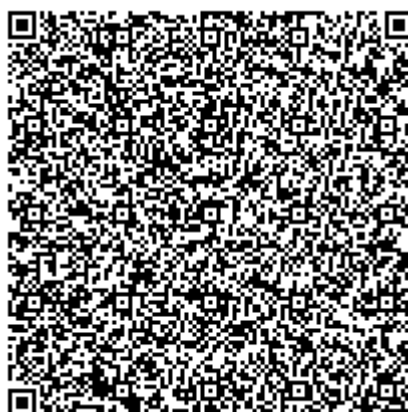
Закрытое акционерное общество «Хлеб» (ЗАО «Хлеб»)
ИНН 6900000558
Адрес: 170002, Тверская обл., г. Тверь, пр-кт Чайковского, д. 33
Телефон: (4822) 32-16-13, (4822) 32-17-30, (4822) 32-09-04
Web-сайт: www.hlebtver.ru
E-mail: HLEBIT@TVCOM.RU

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рустех» (ООО «Рустех»)
ИНН 3702666693
Адрес: 153021, Ивановская обл., г. Иваново, Гаражная ул., д. 12А
Телефон: (915) 769-34-14
E-mail: rusteh@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
ИНН 5024145974
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «24» октября 2022 г. № 2669

Регистрационный № 87192-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики абсолютного давления ДАВ 111

Назначение средства измерений

Датчики абсолютного давления ДАВ 111 (далее - датчики) предназначены для измерения абсолютного давления и преобразования его в электрический сигнал - напряжение постоянного тока.

Описание средства измерений

Датчик состоит из двухканального преобразователя измерительного первичного (ПИП) и двух вторичных измерительных преобразователей (ВИП). Датчик выполнен в моноблочном исполнении. Каналы датчика гальванически развязаны между собой и корпусом. Основным узлом датчика является чувствительный элемент, представляющий собой воспринимающий давление упругий элемент.

Упругий элемент датчиков исполнения ДАВ 111 - ДАВ 111-06 представляет собой круглую плоскую мембрану. Давление измеряемой среды, действующее на мембрану, преобразуется в усилие и передается на элемент чувствительный (балку). Для ограничения перемещения чувствительного элемента при воздействии давления перегрузки применен упор. Упругим элементом датчиков исполнения ДАВ 111-07 является мембрана элемента воспринимающего.

Диапазоны измеряемого давления датчиков и максимальное допустимое давление приведены в таблице 1.

Таблица 1

Индекс и порядковый номер исполнения	Диапазон измерений $P_{\text{ном}}$, МПа (кгс/см ²)	Максимальное допустимое давление МПа (кгс/см ²)
ДАВ 111	от 0 до 0,588 (от 0 до 6,0)	2,94 (30,0)
ДАВ 111-01	от 0 до 0,98 (от 0 до 10,0)	4,9 (50,0)
ДАВ 111-02	от 0 до 1,47 (от 0 до 15,0)	7,35 (75,0)
ДАВ 111-03	от 0 до 2,45 (от 0 до 25,0)	12,25 (125,0)
ДАВ 111-04	от 0 до 3,92 (от 0 до 40,0)	19,6 (200,0)
ДАВ 111-05	от 0 до 5,88 (от 0 до 60,0)	24,69 (250,0)
ДАВ 111-06	от 0 до 9,8 (от 0 до 100,0)	29,4 (300,0)
ДАВ 111-07	от 0 до 34,3 (от 0 до 350,0)	51,45 (525,0)

Принцип действия датчика основан на преобразовании деформации элемента чувствительного в относительные изменения сопротивлений тензорезисторов, преобразуемые мостовой схемой в выходное напряжение датчика, пропорциональное величине измеряемого давления.

Для присоединения датчика к изделию используется штуцер с резьбой M12×1-6g. Доступ к месту настройки невозможен без повреждения корпуса.

Общий вид датчика и место порядкового номера исполнения датчика, диапазона измерений, а также заводского номера приведены на рисунке 1. Маркировка порядкового номера исполнения, диапазона измерений (указывается в кгс/см²) и заводского номера выполняется способом буквенно-цифрового нанесения на корпусе методом гравирования.

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.

Место нанесения
заводского номера, по-
рядкового номера ис-
полнения и диапазона



Рисунок 1 – Общий вид датчика ДАВ 111 и место нанесения порядкового номера исполнения датчика, диапазона измерений и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики датчиков ДАВ 111

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений давления $P_{ном}$, МПа (кгс/см ²)	от 0 до 0,588 (от 0 до 6,0); от 0 до 0,98 (от 0 до 10,0); от 0 до 1,47 (от 0 до 15,0); от 0 до 2,45 (от 0 до 25,0); от 0 до 3,92 (от 0 до 40,0); от 0 до 5,88 (от 0 до 60,0); от 0 до 9,8 (от 0 до 100,0); от 0 до 34,3 (от 0 до 350,0)
Начальный выходной сигнал, В	от 0,11 до 0,6 (от 2, 5 % до 8 % напряжения питания)
Номинальный выходной сигнал при абсолютном давлении, равном верхнему пределу измерений, В	от 4,38 до 7,31 (не менее 0,975 напряжения питания)
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему пределу измерений погрешности, %, не более	$\pm 0,5$

Таблица 3 – Основные технические характеристики датчиков ДАВ 111

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В	от 4,5 до 7,5
Ток потребления, мА, не более	5
Габаритные размеры, мм, не более	$\varnothing 30,5 \times 105$
Масса, кг, не более	0,15

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик абсолютного давления ДАВ 111	СДАИ.406233.1115	1 шт.
Формуляр	СДАИ.406233.115ФО	1 экз.
Технические условия	СДАИ.406233.115ТУ	1 экз.
Руководство по эксплуатации	СДАИ.406233.115РЭ	1 экз.
Инструкция по входному контролю	СДАИ.406233.115И11	1 экз.
Габаритный чертеж	СДАИ.406233.115ГЧ	1 экз.
Методика поверки		1 экз.

Примечание – Технические условия, руководство по эксплуатации, инструкция по входному контролю и габаритный чертеж поставляются с первой партией датчиков, отправляемых в один адрес, далее – при корректировке документов и по требованию потребителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п.2.5 руководства по эксплуатации СДАИ.406233.115РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к датчикам давления ДАВ 111

Датчики абсолютного давления ДАВ 111. Технические условия СДАИ.406233.115ТУ;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении типа государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа».

Правообладатель

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

ИНН 5836636246

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

Телефон (факс): (8412) 56-55-63, 55-14-99

E-mail: info@niifi.ru

Изготовитель

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

ИНН 5836636246

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

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

Телефон: (8412) 56-55-63

Факс: (8412) 55-14-99

e-mail: info@niifi.ru

Испытательный центр

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

ИНН 5836636246

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

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

Телефон: (8412) 56-26-93

Факс: (8412) 55-14-99.

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

