

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» ноября 2022 г. № 2848

**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.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-2000	Е	87254-22	29	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
2.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-100	Е	87317-22	29	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
3.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	Е	87318-22	31	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
4.	Резервуар	РВС-	Е	87319-22	48	Акционерное	Акционерное	ОС	ГОСТ	5 лет	Акционерное	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	08.07.2022

	стальной вертикальный цилиндрический	2000					общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	8.570-2000			общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	БИНТЕК", г. Москва	
5.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PVC-200	E	87320-22	22		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ГОСТ 8.570-2000	5 лет		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
6.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PVC-700	E	87321-22	6		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ГОСТ 8.570-2000	5 лет		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
7.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PVC-700	E	87322-22	8		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ГОСТ 8.570-2000	5 лет		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
8.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PVC-2000	E	87323-22	10		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ГОСТ 8.570-2000	5 лет		Акционерное общество "Иркутскнефтепродукт" (АО "Иркутскнефтепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИ-БИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
9.	Зонды гидрологические	ОЛД-1	C	87324-22	2201		Акционерное общество "Морские неакустические комплексы и системы" (АО "Морские не-	Акционерное общество "Морские неакустические комплексы и системы" (АО "Морские не-	МП 254-0165-2022	2 года		Акционерное общество "Морские неакустические комплексы и системы" (АО "Морские не-	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	10.10.2022

						акустические комплексы и системы"), г. Санкт-Петербург	акустические комплексы и системы"), г. Санкт-Петербург							акустические комплексы и системы"), г. Санкт-Петербург			
10.	Измерители влажности, температуры	ТН-ВЛЕ	С	87325-22	Исп. 0, зав.№220542100912, 220542100915, 220542100954; Исп.1, зав.№220642100968;Исп.3, зав.№220742777773; Исп.4, зав.№220742777774	Общество с ограниченной ответственностью "Техавтоматика" (ООО "Техавтоматика"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "Техавтоматика" (ООО "Техавтоматика"), г. Казань	ОС	РТ-МП-833-442-2022	1 год				Общество с ограниченной ответственностью "Техавтоматика" (ООО "Техавтоматика"), г. Казань	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	22.08.2022	
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Обозначение отсутствует	Е	87326-22	06.002-2022	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-444-RA.RU.310 556-2022	4 года				Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	07.09.2022	
12.	Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1	Е	87327-22	1072574, 1072620, 1072560, 3328, 2982, 2090	1072574, 1072620, 1072560, 3328, 2982, 2090	ПО "Запорожтрансформатор", Украина (изготовлены в 1977 - 1980 гг.)	ПО "Запорожтрансформатор", Украина	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года				Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	22.08.2022	

13. Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35 III УХЛП	Е	87328-22	198, 220, 221, 632	Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" (ОАО "СЗТТ"), г. Екатеринбург, (изготовлены в 2009-2010 г.)	Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" (ОАО "СЗТТ"), г. Екатеринбург	ОС	ГОСТ 8.216-2011	4 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	22.08.2022
14. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала "Ульяновский" ПАО "Т Плюс" г. Ульяновск	Обозначение отсутствует	Е	87329-22	03/22	Филиал "Ульяновский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (филиал "Ульяновский" ПАО "Т Плюс"), г. Ульяновск	Филиал "Ульяновский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (филиал "Ульяновский" ПАО "Т Плюс"), г. Ульяновск	ОС	МП 26.51/178/22	4 года	Филиал "Ульяновский" Публичного акционерного общества "Т Плюс" (филиал "Ульяновский" ПАО "Т Плюс"), г. Ульяновск	ООО "Энерго-тестконтроль", г. Москва	02.09.2022
15. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО "Тамбовская энергосбы-	Обозначение отсутствует	Е	87330-22	002	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ОС	МП 29-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	ООО "АСЭ", г. Владимир	13.07.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87324-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Зонды гидрологические ОЛД-1

Назначение средства измерений

Зонды гидрологические ОЛД-1 (далее - зонды) предназначены для измерений избыточного гидростатического давления, температуры морской воды, относительной электрической проводимости морской воды и скорости распространения звука в морской воде.

Описание средства измерений

К настоящему типу средств измерений относятся зонды гидрологические ОЛД-1 модификации -04 (ВТИГ1.570.004-04).

Принцип работы зонда заключается в преобразовании измеряемых физических величин с помощью измерительных преобразователей (датчиков) избыточного гидростатического давления, температуры, относительной электрической проводимости и скорости распространения звука в морской воде в аналоговые электрические сигналы, формировании их цифровых эквивалентов (кодов), архивировании их в памяти погружаемого устройства (ПУ).

Зонд представляет собой измерительный комплекс с независимыми измерительными каналами - измерительный канал избыточного гидростатического давления (ИКД), измерительный канал температуры морской воды (ИКТ), измерительный канал относительной электрической проводимости (ИКП), измерительный канал скорости распространения звука в морской воде (ИКСЗ).

Датчик ИКД – тензометрический датчик с чувствительным элементом в виде плеч измерительного тензометрического моста, нанесенных на деформируемую под действием избыточного гидростатического давления сапфировую подложку. Выходной сигнал напряжения моста зависит от степени деформации подложки и пропорционален выходному электрическому сигналу датчика. Для уменьшения зависимости выходного сигнала датчика от температуры в схеме измерительного канала предусмотрена цепь компенсации погрешности от температуры.

Датчик ИКТ – медный термометр сопротивления, включенный в несимметричный измерительный мост, выходной сигнал которого пропорционален электрическому сопротивлению чувствительного элемента датчика.

Датчик ИКП – кондуктометрический датчик трансформаторного типа с измерительной и генераторной катушками тороидальной формы, размещенных коаксиально в герметичном металлическом цилиндре, представляющем из себя разомкнутый виток для электромагнитного поля. Электромагнитная связь между катушками обеспечивается электропроводящей морской водой, заполняющей кварцевую трубку, расположенную коаксиально с осями катушек. Материал трубки обеспечивает стабильность геометрических размеров объема жидкости, заполняющей трубку, и, соответственно, независимость

коэффициента связи между катушками от температуры и гидростатического давления окружающей водной среды. Выходной сигнал датчика, представляющий собой разность напряжений генерации (накачки) и измерительного напряжения, пропорционален электрической проводимости морской воды.

Датчик ИКСЗ – датчик пьезоакустического типа, в котором совмещены излучатель и приемник импульсов акустического сигнала с известной базой (расстоянием между излучателем и приемником). Скорость распространения звука в морской воде вычисляется автоматически с учетом фиксированной длины пути и измеренного интервала времени между излученными и принятыми импульсами.

Выходные сигналы датчиков поступают на входы многоканального аналого-цифрового преобразователя, на выходе которого формируются цифровые сигналы (коды), соответствующие измеренным значениям физических величин. Обработка цифровых сигналов погружаемого устройства выполняется микроконтроллером с установленным в его память программным обеспечением (ПО) ПУ «Зонд 2. ВТИГ.0000.03».

ПО ПУ совместно с сервисным программным обеспечением ПО «ПРОФИЛЬ-2002. ВТИГ.0000.01-01» позволяет отображать на мониторе ПК пользователя как результаты измерений, сохраненные в памяти зонда (рабочий режим), так и текущие результаты в режимах калибровки и поверки его измерительных каналов.

Датчики, конструктивно объединённые в блок датчиков ПУ, расположены на нижней торцевой части корпуса ПУ и имеют прямой контакт с окружающей водной средой.

Механическая защита датчиков обеспечивается ограждением цилиндрической формы, изготовленным из высокопрочного пластика.

На противоположном торце корпуса ПУ расположены вилка герметичного коаксиального соединителя (гермоввод) и герметичный переключатель режимов работы, управляемый магнитным ключом (ГПР).

Корпус зонда цилиндрической формы изготовлен из высокопрочной нержавеющей стали.

В герметичном объеме корпуса зонда расположены магнитоуправляемые реле ГПР, блок автономного питания, блок аналого-цифровых и цифро-аналоговых преобразователей, устройство цифровой твердотельной памяти.

Зонд обеспечивает непрерывный вывод текущих данных непосредственно на монитор ПК пользователя, необходимых при калибровках и поверках зонда с использованием кабеля связи.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (в случае его оформлении) и/или формуляр.

Место пломбирования в виде пломбировочной чашки расположено под герметичным переключателем режимов работы ПУ в верхней части его прочного корпуса.

Заводской номер, состоящий из четырех цифр, наносится на ограждение блока датчиков ПУ методом гравировки.

Общий вид зонда, место нанесения пломбы, заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 1.

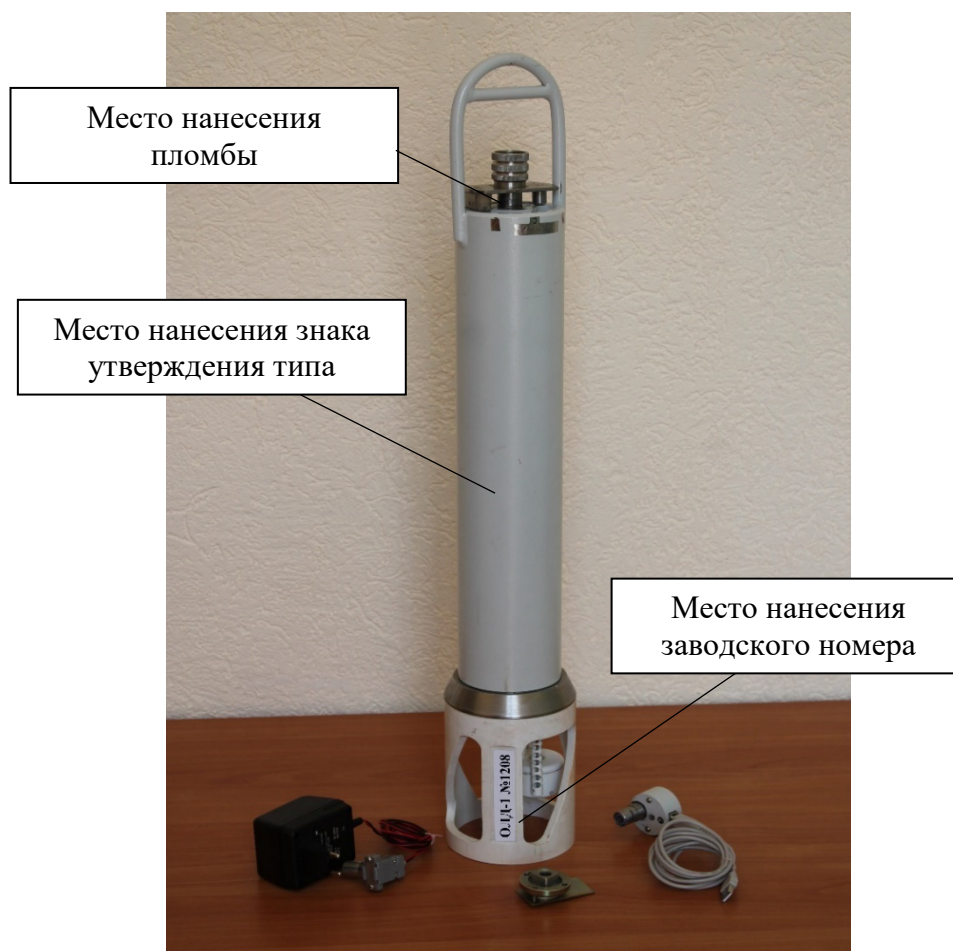


Рисунок 1 - Общий вид зондов гидрологических ОЛД-1, место нанесения пломбы, заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) зонда включает:

- ПО ПУ «Зонд 2. ВТИГ.0000.03», обеспечивающее автоматизацию процесса измерений, накопление полученной информации в твердотельной памяти ПУ и передачу результатов измерений в виде цифровых кодов значений измеренных величин в USB-порт ПУИ или ПК для их дальнейшей обработки;

- ПО «ПРОФИЛЬ-2002. ВТИГ.0000.01-01», обеспечивающее прием в ПК результатов измерений от ПУ, содержащего ПО «Зонд 2. ВТИГ.0000.03», расчёт в ПУИ или ПК значений физических величин ИКД, ИКТ, ИКП, ИКСЗ согласно калибровочным коэффициентам соответствующего измерительного канала, расчёт значений солёности и плотности, дополнительный расчёт по данным ИКД, ИКТ и ИКП значений скорости распространения звука в морской воде, а также их обработку, архивацию, визуализацию и передачу корабельным потребителям.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения	Значения
Идентификационное наименование ПО	ВТИГ.0000.03	ВТИГ.0000.01-01
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.1	1.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измерительный канал избыточного гидростатического давления: диапазон измерений, МПа пределы допускаемой абсолютной погрешности, МПа	от 0 до 20 ±0,025
Измерительный канал температуры морской воды: диапазон измерений, °С пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С	от -2,5 до +35 ±0,03
Измерительный канал относительной электрической проводимости морской воды: диапазон измерений, отн. ед. пределы допускаемой абсолютной погрешности, отн. ед.	от 0,1 до 1,6 ±0,0015
Измерительный канал скорости распространения звука в морской воде: диапазон измерений, м/с пределы допускаемой абсолютной погрешности, м/с	от 1402 до 1560 ±0,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Частота измерений по каждому измерительному каналу, Гц	12
Продолжительность непрерывной работы ПУ в автономном режиме от встроенной аккумуляторной батареи, ч, не менее	10
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - переходное отклонение, В	220±11 от 248,6 до 165
Потребляемая электрическая мощность, В·А, не более	180
Масса ПУ, кг, не более	11
Габаритные размеры ПУ (диаметр; высота), мм, не более	120; 750
Срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	5000
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур ПУ, °С; - относительная влажность при температуре +35 °С, %;	от -4 до +35 100

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом, тиснением или другими способами нанесения маркировки на корпус зонда и на документацию (руководство по эксплуатации, формуляр) типографским способом. Место нанесения знака утверждения типа указано на рисунке 1.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность зондов

Наименование	Обозначение	Количество
Зонд гидрологический ОЛД-1	ВТИГ1.570.004-04*	1
Формуляр	ВТИГ1.570.004ФО	1
Руководство по эксплуатации	ВТИГ1.570.004РЭ	1
* Комплектация уточняется при заказе, осуществляется в соответствии с договором поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ВТИГ1.570.004РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Росстандарта от 29 июня 2018 г. № 1339;

Государственная поверочная схема для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей, утвержденная приказом Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2771;

ГОСТ Р 8.870-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений скорости звука в жидких средах в диапазоне от 800 до 2000 м/с;

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

ВТИГ1.570.004ТУ Зонд гидрологический ОЛД-1. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Морские неакустические комплексы и системы» (АО «Морские неакустические комплексы и системы»)

ИНН 7815003736

Адрес: 191014, г. Санкт-Петербург, ул. Госпитальная, д. 3

Телефон: +7 (812) 676-33-13,

Факс: 8 (812) 713-01-14

E-mail: nac@naeco.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Морские неакустические комплексы и системы» (АО «Морские неакустические комплексы и системы»)

ИНН 7815003736

Адрес: 191014, г. Санкт-Петербург, ул. Госпитальная, д. 3

Телефон: +7 (812) 676-33-13,

Факс: 8 (812) 713-01-14

E-mail: nac@naeco.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

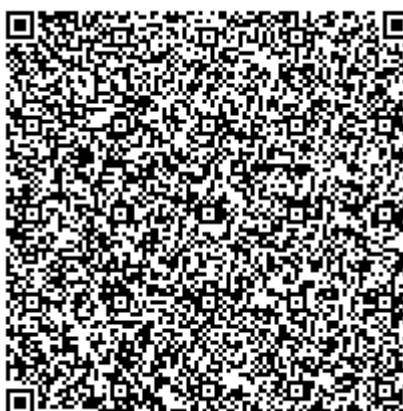
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



Регистрационный № 87325-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители влажности, температуры TH-BLE

Назначение средства измерений

Измерители влажности, температуры TH-BLE (далее – измерители) предназначены для измерений температуры и относительной влажности воздуха.

Описание средства измерений

Конструктивно измерители состоят из корпуса с монтажным фланцем и съемной крышкой и зонда, который в зависимости от исполнения может быть встроенным или выносным. Внутри корпуса размещены электронная плата и элемент питания. Крышка корпуса защищает измерители и их маркировку от воздействия внешних факторов.

Принцип действия измерителей основан на преобразовании измеряемых параметров в эквивалентные электрические сигналы и последующим преобразованием их в цифровой сигнал для дальнейшей передачи пользователю. Для измерения температуры и относительной влажности используется комплексный чувствительный элемент на основе микросхемы. Полученные оцифрованные результаты измерений передаются по беспроводному каналу связи на трекер с интерфейсом BLE, мобильное устройство, оснащенное интерфейсом BLE, или через базу BLE-Base на персональный компьютер (ПК).

Измерители выпускаются в четырех конструктивных исполнениях: 0, 1, 3, 4, отличающихся друг от друга формой корпуса и исполнением зонда.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

Серийный номер, обеспечивающий идентификацию каждого экземпляра средства измерений, наносится посредством лазерной гравировки на верхнюю часть корпуса и имеет цифровое обозначение. При подключении измерителей к мобильному устройству идентификатором являются последние шесть цифр серийного номера.

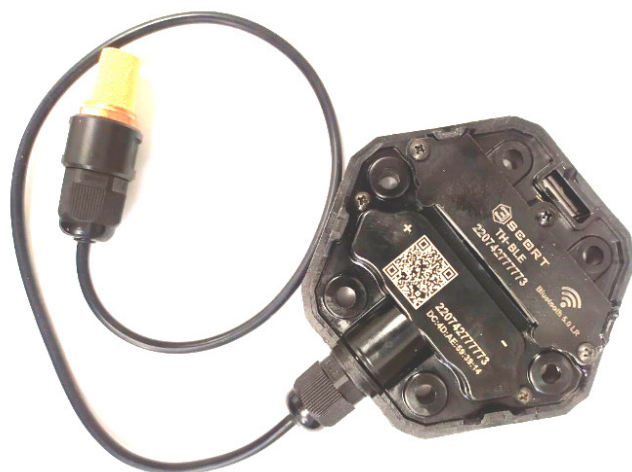


Исполнение 0

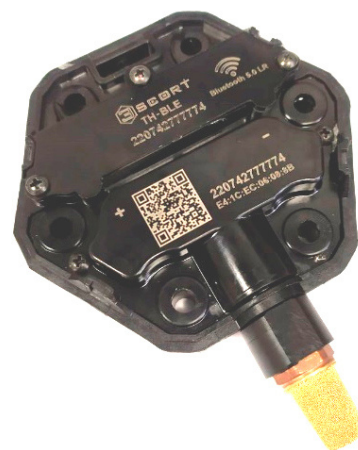


Исполнение 1

Рисунок 1 – Общий вид измерителей влажности, температуры TH-BLE



Исполнение 3



Исполнение 4

Рисунок 2 – Общий вид измерителей влажности, температуры TH-BLE

Место нанесения знака
утверждения типа



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 3 – Маркировочная крышка с указанием мест нанесения знака утверждения типа и серийного номера



Рисунок 4 – Схема пломбирования корпуса

Пломбирование измерителей в целях защиты метрологически значимой части измерителей не предусмотрено. В целях защиты электронная плата залита компаундной смесью. Измерители имеют возможность установки антивандальной пломбы, установленную на крышке корпуса.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) состоит из встроенного ПО в измерители и внешних ПО, устанавливаемых на мобильное устройство и ПК.

Встроенное ПО является метрологически значимым, устанавливается на заводе-изготовителе и предназначено для сбора, обработки и передачи полученных значений измерений по беспроводному каналу связи BLE. Встроенное ПО может быть обновлено через мобильное устройство пользователем. Влияние ПО на результаты измерений учтено при нормировании метрологических характеристик.

Внешние ПО являются метрологически не значимыми, предназначены для настройки параметров работы измерителя и отображения измеренных значений. ПО, устанавливаемое на мобильное устройство, называется «Конфигуратор датчиков Эсорт», можно скачать в приложении мобильного телефона Play Маркет. ПО, устанавливаемое на ПК, называется «Эсорт Конфигуратор», можно скачать на сайте <http://www.fmeter.ru/download/>.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения «низкий» в соответствии с Рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного и внешнего ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	недоступно пользователю
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.6
Цифровой идентификатор ПО	недоступно пользователю

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Мобильное устройство	ПК
Идентификационное наименование ПО	Конфигуратор датчиков Эсорт	Эсорт Конфигуратор
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.34	не ниже 1.0.2.38
Цифровой идентификатор ПО	недоступно пользователю	недоступно пользователю

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -40 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm 1,0$ (от -40 °C до -30 °C включ.) $\pm 0,5$ (свыше -30 °C до +50 °C)
Диапазон измерений относительной влажности, %	от 5 до 98
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности, %:	$\pm 7,5$ (от 5 % до 10 % включ.) ± 5 (свыше 10 % до 80 % включ.) $\pm 7,5$ (свыше 80 % до 98 %)

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха, %	от -40 до +50 от 0 до 100
Габаритные размеры вместе с зондом (длина × ширина × высота), мм, не более: – исполнение 0 – исполнение 1 – исполнение 3 – исполнение 4	633 × 88 × 38 113 × 88 × 38 675 × 97 × 33 113 × 97 × 33
Масса, кг, не более	0,4
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015	IP54
Емкость элемента питания при температуре использования 20 °С, мА·ч	2600
Напряжение элемента питания, В	от 3,0 до 3,6
Средний срок службы, лет, не менее	4

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта и на маркировочную крышку измерителя посредством лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Измеритель влажности, температуры TH-BLE	ТЕМГ.405212.001	1	-
Комплект крепления	-	1	-
Упаковка	-	1	-
Измеритель влажности, температуры TH-BLE. Паспорт	ТЕМГ.405212.001 ПС	1 экз.	-
Измеритель влажности, температуры TH-BLE. Руководство по эксплуатации	ТЕМГ.405212.001 РЭ	1 экз.	В электронном виде

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 2 «Использование по назначению» документа «Измеритель влажности, температуры TH-BLE. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ТЕМГ.405212.001 ТУ Измеритель влажности, температуры ТН-BLE. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Техавтоматика» (ООО «Техавтоматика»)
ИНН 1661008650

Адрес: 420127, г. Казань, ул. Дементьева, д. 2Б, корпус 4, офис 325

Телефон: +7 (843) 537-83-91

Факс: +7 (843) 537-83-88

Web-сайт: www.t-a-e.ru

E-mail: info@t-a-e.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техавтоматика» (ООО «Техавтоматика»)
ИНН 1661008650

Адрес: 420127, г. Казань, ул. Дементьева, д. 2Б, корпус 4, офис 325

Телефон: +7 (843) 537-83-91

Факс: +7 (843) 537-83-88

Web-сайт: www.t-a-e.ru

E-mail: info@t-a-e.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест–Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

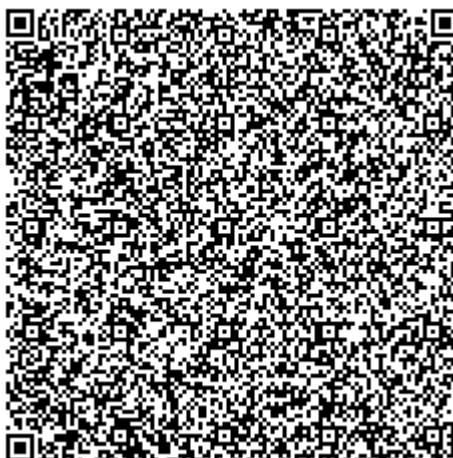
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87326-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, сервер синхронизации времени, сервер баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий;
- дистанционный доступ к компонентам АИИС КУЭ.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 1 с.

Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится в формуляр. Заводской номер 06.002-2022.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ, Ввод №1 6 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (рабочая), яч.39	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
3	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (рабочая), яч.41	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
4	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (рабочая), яч.43	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
5	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (пусковая), яч.53	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
6	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (пусковая), яч.55	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
7	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (пусковая), яч.57	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод №2 6 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
9	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (рабочая), яч.30	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
10	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (рабочая), яч.36	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
11	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (собственные нужды), яч.42	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
12	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (пусковая), яч.59	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
13	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6кВ (пусковая), яч.61	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
14	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ (собственные нужды), яч.44	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
15	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ (собственные нужды), яч.46	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ (собственные нужды), яч.48	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
17	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, Ввод №3 6 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
18	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ (рабочая), яч.21	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
19	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ (рабочая), яч.23	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
20	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ (рабочая), яч.25	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
21	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (пусковая), яч.7	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
22	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (пусковая), яч.9	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
23	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (пусковая), яч.11	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, Ввод №4 6 кВ	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 2000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
25	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ (рабочая), яч.12	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
26	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ (рабочая), яч.18	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
27	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (пусковая), яч.3	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
28	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (пусковая), яч.5	ТПОЛ Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 47958-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
29	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (собственные нужды), яч.2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
30	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (собственные нужды), яч.6	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
31	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ (собственные нужды), яч.8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ПС 110 кВ КС-16, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6кВ (собственные нужды), яч.64	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 150/5 Рег. № 25433-08	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.G Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД

Примечания:

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 8, 16, 17, 24, 32	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
11, 14, 15, 29, 30, 31	0,50	-	-	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	-	-	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
2 - 7, 9, 10, 12, 13, 18 - 23, 25 - 28	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 8, 16, 17, 24, 32	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11, 14, 15, 29, 30, 31	0,50	-	-	$\pm 5,4$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$
	0,80	-	-	$\pm 2,9$	$\pm 4,6$	$\pm 1,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	0,87	-	-	$\pm 2,6$	$\pm 5,6$	$\pm 1,5$	$\pm 3,3$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$
	1,00	-	-	$\pm 1,8$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-
2 - 7, 9, 10, 12, 13, 18 - 23, 25 - 28	0,50	$\pm 4,8$	$\pm 2,8$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$
	0,80	$\pm 2,6$	$\pm 4,2$	$\pm 1,8$	$\pm 2,9$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
	0,87	$\pm 2,3$	$\pm 5,0$	$\pm 1,6$	$\pm 3,4$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$	$\pm 1,2$	$\pm 2,6$
	1,00	$\pm 1,7$	-	$\pm 1,1$	-	$\pm 0,9$	-	$\pm 0,9$	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	32
Нормальные условия:	
– ток, % от $I_{ном}$	от (2)5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации:	
допускаемые значения неинформативных параметров:	
– ток, % от $I_{ном}$	от (2)5 до 120
– напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Продолжение таблицы 5

1	2
температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 87570424.411711.091.02 .ФО.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	12
Трансформаторы тока	ТПОЛ	40
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Г	32
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Формуляр	87570424.411711.091.02.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» Домбаровское ЛПУ МГ КС-16 «Теренсай»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

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

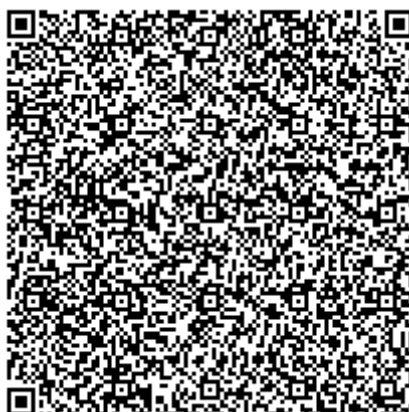
ИНН 5044000102

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

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

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 «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87327-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 (далее – трансформаторы напряжения) предназначены для масштабного преобразования переменного напряжения, передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичных обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформатора напряжения в единую конструкцию. Принцип действия трансформаторов напряжения основан на законе электромагнитной индукции переменного тока. Заводские номера в виде цифрового обозначения нанесены на шильдик трансформаторов напряжения методом холодной штамповки.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 с заводскими номерами 1072574, 1072620, 1072560, 3328, 2982, 2090.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид трансформаторов напряжения и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

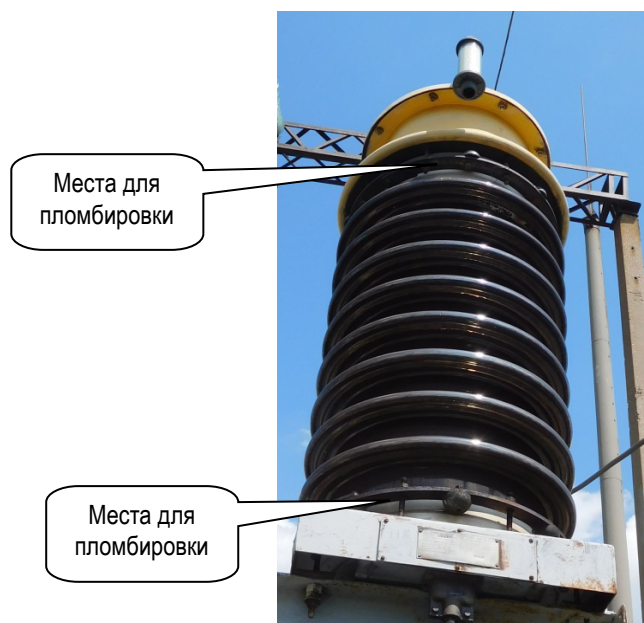


Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов напряжения с указанием мест пломбировки

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Номинальное первичное напряжение, В	$110000:\sqrt{3}$		
Номинальное вторичное напряжение для основной обмотки, В	$100:\sqrt{3}$		
Класс точности	0,5	1	3
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	400	600	1200
Номинальная частота, Гц	50		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации по ГОСТ 15150-69:	У1
– температура окружающего воздуха, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения (заводские номера: 1072574, 1072620, 1072560, 3328, 2982, 2090)	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Паспорт	—	6 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 года № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор»

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор» (изготовлены в 1977 – 1980 гг.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, д. 3

Испытательный центр

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

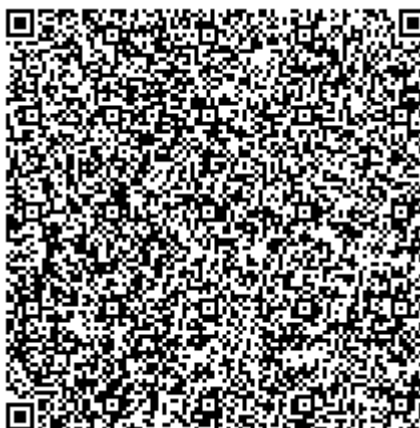
ИНН 5044000102

Адрес филиала: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

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

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 «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87328-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 III УХЛ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 III УХЛ1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц. ТН предназначены для наружной установки в открытых распределительных устройствах (ОРУ).

Описание средства измерений

ТН являются однофазными трехобмоточными электромагнитными устройствами с заземляемым выходом «Х» высоковольтной обмотки. Магнитопровод стержневого типа, намотан из электротехнической стали, разрезной. Обмотки расположены на магнитопроводе концентрически. Первичная обмотка защищена экраном, повышающим электрическую прочность изоляции ТН при воздействии грозовых импульсов напряжения. Основная вторичная обмотка предназначена для измерения, учета электроэнергии, дополнительная вторичная обмотка – для защиты, питания цепей автоматики, управления, сигнализации, а также для контроля изоляции сети. Обмотки с магнитопроводом залиты изоляционным компаундом, создающим монолитный блок, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от проникновения влаги и механических повреждений. В центре верхней части ТН расположен высоковольтный вывод первичной обмотки - «А». Выводы вторичных обмоток, вывод заземления и заземляемый вывод первичной обмотки - «Х» расположены в клеммнике передней торцевой части внизу ТН и закрываются защитной крышкой.

Принцип действия ТН основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Расшифровка наименования ТН: З – трансформатор заземляемого типа; Н – преобразователь напряжения; О – однофазный; Л – с блоком литой изоляции; 35 – класс напряжения, кВ.

К ТН данного типа относятся трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 III УХЛ1 с заводскими номерами: 198, 220, 221, 632. Заводские номера в виде цифрового обозначения нанесены на шильдик ТН методом холодной штамповки.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбировка от несанкционированного доступа не предусмотрена.

Общий вид ТН приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид трансформаторов напряжения

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Номинальное первичное напряжение, В	$35000/\sqrt{3}$	
Номинальное вторичное напряжение для основной обмотки, В	$100/\sqrt{3}$	
Класс точности	0,5	1
Номинальная вторичная нагрузка, В·А	60	120
Номинальная частота, Гц	50	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации по ГОСТ 15150-69:	УХЛ1
– температура окружающего воздуха, °С	от -60 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы напряжения (заводские номера: 198, 220, 221, 632)	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	4 шт.
Паспорт	—	4 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 года № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)
ИНН 6658017928
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)
ИНН 6658017928
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Испытательный центр

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

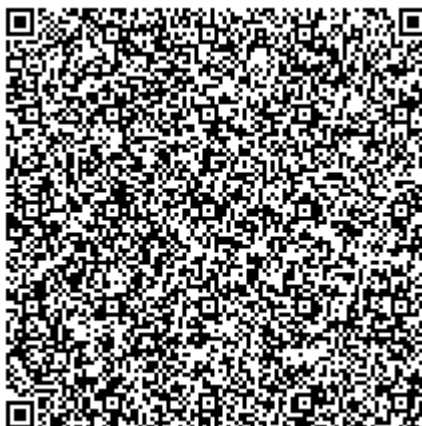
ИНН 5044000102

Адрес филиала: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, 4

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

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 «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87329-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень - измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры многофункциональные ARIS MT200 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы ИВКЭ и ИВК.

3-й уровень – представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее-сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-2 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация поступает на сервер ИВК, где происходит вычисление значений электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, а также выполняется дальнейшая обработка измерительной информации.

Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД и счетчики активной и реактивной электроэнергии, считывая с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера ИВК.

Сервер ИВК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной подписью (ЭП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ непрерывно сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК осуществляется независимо от величины расхождения.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи, при обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК на величину более ± 1 с.

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

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

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 03/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
Ульяновская ТЭЦ-1						
1	ТГ-6	ТШЛ-20 8000/5 КТ 0,2 Рег.№ 84271-21	ЗНОМ-15-63 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS MT200, рег.№ 53992-13	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
2	ТГ-7	ТШЛ-20 8000/5 КТ 0,2 Рег.№ 84271-21	ЗНОМ-15-63 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
3	ТГ-8	ТШЛ-20Б 8000/5 КТ 0,2 Рег.№ 84271-21	ЗНОМ-15-63 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
4	ТГ-9	ТШЛ-20Б 8000/5 КТ 0,2 Рег.№ 84271-21	ЗНОМ-15-63 10000/100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
5	ТГ- 10	ТШВ-15Б 8000/5 КТ 0,5 Рег.№ 83371-21	ЗНОМ-15-63 10000/ 100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
6	яч.46 53Л	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
7	яч.48 57Л	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63		СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	яч.55 58Л	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS MT200, рег.№ 53992-13	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
9	яч.60 63Л	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
10	яч.65 66Л	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
11	яч.66 67Л	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
12	яч.67 68Л	ТВЛМ-10 1000/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
13	яч.47 54Л	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
14	яч.61 64Л	ТВЛМ-10 600/5 КТ 0,5 Рег.№1856-63	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
15	яч.13 С-3	ТФЗМ-110Б-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№26420-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
16	яч.12 С-4	ТФЗМ-110Б-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№26420-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
17	яч.7 Ц-3	ТФЗМ-110Б-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№26420-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
18	яч.8 Ц-4	ТФЗМ-110Б-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№26420-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
19	ОВ-110	ТФЗМ-110Б-IV 1000/5 КТ 0,5 Рег.№26422-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	T10	ТФЗМ-110Б 1000/5 КТ 0,5 Рег.№83368-21	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS MT200, рег.№ 53992-13	УСВ-2, рег. № 41681-10/сервер ИВК
21	TCH-42	ТФЗМ-110Б-IV 100/1 КТ 0,5 Рег.№26422-04		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
22	яч.6 БНС	ТОЛ-10 150/5 КТ 0,5 Рег.№ 7069-79	НОМ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
23	Связь-1	ТФЗМ-110Б-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№26422-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
24	Связь-2	ТФЗМ-110Б-I 600/5 КТ 0,5 Рег.№26422-04	НКФ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
Ульяновская ТЭЦ 2						
25	ТГ-1	ТШЛ-20 8000/5 КТ 0,2 Рег.№ 84271-21	ЗНОМ-20-63 18000/100 КТ 0,5 Рег.№ 84508-22	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS MT200, рег.№ 53992-13	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
26	ТГ-2	ТШ-20 10000/5 КТ 0,2 Рег.№83370-21	ЗНОМ-15-63 15750/100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S /0,5 Рег.№ 27524-04		
27	ТГ-3	ТШ-20 10000/5 КТ 0,2 Рег.№83370-21	ЗНОМ-15-63 15750/100 КТ 0,5 Рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/ 0,5 Рег.№ 27524-04		
28	яч.2 Черемшанская	ТВ 220 I 600/5 КТ 0,5 Рег.№3191-72	НКФ 220000/100 КТ 0,5 Рег.№83369-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/ 0,5 Рег.№ 27524-04		
29	ОВ-220	ТВ 600/5 КТ 0,5 Рег.№ 20644-00		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/ 0,5 Рег.№ 27524-04		
30	яч.23 СБ-1	ТВУ-110-II 600/5 КТ 0,5 Рег. №3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	яч.12 ОСК-1	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS MT200, рег.№ 53992-13	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИБК
32	яч.11 СБ-2	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
33	яч.38 ОСК-2	ТВУ-110-II 600/5 КТ 0,5 Рег. №3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
34	яч.26 ПП-1	ТВ-110-1 600/5 КТ 0,5 Рег. №3189-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
35	яч.19 ПП-2	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72 ТВ-110 600/5 КТ 0,5 Рег. № 64181-16	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
36	яч.21 ВЗ-1	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/ 0,5 Рег.№ 27524-04		
37	яч.29 ВЗ-2	ТВУ-110-II 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
38	яч.43 Восточная-1	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
39	яч.42 Восточная-2	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S 0,5 Рег.№ 36697-12		
40	яч.14 Восточная-3	ТВ-110/50 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
41	яч.13 Восточная-4	ТВ-110/50 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	яч.17 НГ-1	ТВУ-110-II 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	НАМИ-110 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04	ARIS MT200, рег.№ 53992-13	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
43	яч.24 НГ-2	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
44	яч.20 НГ-3	ТВ-110/50 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
45	яч.27 НГ-4	ТВ-110 1000/5 КТ 0,5 Рег.№ 19720-00	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
46	яч.33 Димитровград-1	ТВУ-110-II 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
47	яч.35 Димитровград-2	ТВУ-110-II 600/5 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2 S/ 0,5 Рег.№ 27524-04		
48	ОВ-110-12	ТВУ-110-II 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2 S/ 0,5 Рег.№ 27524-04		
49	ОВ-110-34	ТВУ-110-II 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 3182-72	НКФ 110-57У1 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 83366-21	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S 0,5 Рег.№ 27524-04		
50	яч.81 Т-С+С	ТЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 27524-04		
Ульяновская ТЭЦ-1						
51	КТП-6/0,4 №3 АВ №4	ТШП-0,66 300/5 КТ 0,5 Рег.№15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	-	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
52	РУ-0,4 кВ Компрессорная п.5 ф.сб ПР	ТОП-0,66 200/5 КТ 0,2 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
53	Котельный цех МТС	ТОП-0,66 20/5 КТ 0,2 Рег.№ 15174-06		СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	,	УСВ-2, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
Ульяновская ТЭЦ-2						
54	ТП-0,4 кВ МНС-1 яч.2В	ТОП-0,66 КТ 0,2 75/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	,	УСВ-2, зав.№3049, рег. № 41681-10/ сервер ИВК
55	ТП 0,4 кВ КЛ-0,4 кВ сборка 3ДА-01 яч.4	ТОП-0,66 КТ 0,2 20/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
56	ТП 0,4 кВ КЛ-0,4 кВ сборка 3ДА-01 яч.5	ТОП-0,66 КТ 0,2 20/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
57	ТП 0,4 КЛ-0,4 кВ сборка «ДТ» яч.АВ-4	ТОП-0,66 КТ 0,2 20/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
58	ТП 0,4 кВ КЛ- 0,4 сборка «ДТ» яч.АВ-3	ТОП-0,66 КТ 0,2 20/5 Рег.№ 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
59	ТП-6 кВ РУ-0.4 кВ НСО яч.3Б	ТПП-0,66 КТ 0,5 600/5 Рег.№ 15173-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		
60	КТП-6 0,4 кВ Шкаф НН	ТОП-0,66 КТ 0,2 100/5 Рег.№ 15174-06		СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12		

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-4, 25-27	Активная	0,9	1,4
	Реактивная	1,3	2,4
5-24,28-50	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,6
51,59	Активная	0,9	2,8
	Реактивная	1,5	4,5
52-58,60	Активная	0,4	1,2
	Реактивная	0,8	2,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ к шкале координированного времени UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$			
3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +35 °С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	60
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 СЭТ-4ТМ.03 - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от - 40 до +60 от -40 до +60 от +10 до + 30 от -10 до + 40 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 СЭТ-4ТМ.03 УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 35000 100000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03 - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
- изменения конфигурации;
- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- в журнале событий УСПД:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - изменения конфигурации;
 - перезапуски УСПД;
 - факты корректировки времени с фиксацией времени до и после коррекции;
 - результаты самодиагностики;
 - отключения питания;
- в журнале событий ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика, УСПД,
 - установка пароля на УСПД,
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования ЭП);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШЛ- 20	8
	ТШЛ- 20Б	5
	ТШВ-15Б	3
	ТВЛМ-10	18
	ТФЗМ-110Б-I	18
	ТФЗМ-110Б-IV	6
	ТФЗМ-110Б	3
	ТВ-220 I	3
	ТШ-20	6
	ТВ	3
	ТВ-110-1	3
	ТВ-110/50	29

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТВУ-110-II	24
	ТВ-110	4
	ТЛМ-10	2
	ТШП-0,66	6
	ТОП-0,66	24
	ТОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	21
	НОМ-6	10
	НКФ 110-57У1	9
	НКФ	12
	НАМИ-110	3
	ЗНОМ-20-63	3
	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	46
	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	10
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Контроллер многофункциональный (УСПД)	ARIS MT200	2
Сервер баз данных	Сервер ИВК	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/178/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Ульяновский» ПАО «Т Плюс» г. Ульяновск. МВИ 26.51/178/22, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

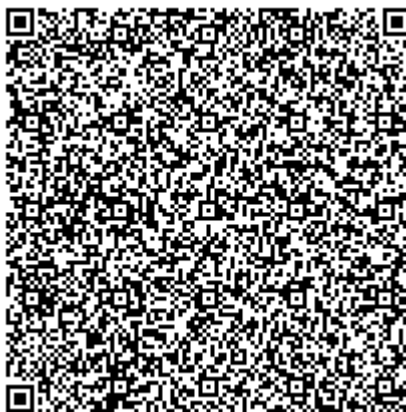
Филиал «Ульяновский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(филиал «Ульяновский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 432042, г. Ульяновск, ул. Промышленная, д.5
Телефон: +7 (8422) 618-400, +7 (8422) 618-391
E-mail: Info-ul@tplusgroup.ru

Изготовитель

Филиал «Ульяновский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(филиал «Ульяновский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 432042, г. Ульяновск, ул. Промышленная, д.5
Телефон: +7 (8422) 618-400, +7 (8422) 618-391
E-mail: Info-ul@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)
ИНН 6165123615
Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, пом. 1
Телефон: +7 (495) 647-88-18
E-mail: golovkonata63@gmail.com
Уникальный номер записи аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87330-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (Котовская ТЭЦ-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (Котовская ТЭЦ-2) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и 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 АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС-приемника типа УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на второй уровень системы, где осуществляется 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 – субъекты оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежные субъекты, 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.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальных навигационных систем ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При наличии расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 002 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (Котовская ТЭЦ-2).

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 9, КЛ-6 кВ ТСК-1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная
2	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 5, КЛ-6 кВ Новый объект-5	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная
3	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 15, КЛ-6 кВ Линия связи с ТЭЦ I № 1	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная
4	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 1, КЛ-6 кВ ЛКЗ № 1	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Сервер АИИС КУЭ: НР ProLiant DL20	реактивная
5	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 26, КЛ-6 кВ ТСК-2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная
6	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 27, КЛ-6 кВ КЗНМ	ТПОЛ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 47958-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 23, КЛ-6 кВ АО «Алмаз»	ТПК-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 8914-82	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL20	активная реактивная
8	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 36, КЛ-6 кВ Линия связи с ТЭЦ 1 № 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
9	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 33, КЛ-6 кВ Новый объект-33	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
10	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 29, КЛ-6 кВ ЛКЗ № 2	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная
11	Котовская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. № 31, КЛ-6 кВ ЛКЗ № 3	ТПОФ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 518-50		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная

П р и м е ч а н и я

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

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 5; 7 - 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,2	1,6
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	0,8	1,0	1,6	1,0	1,3	1,8
	$0,01I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	1,1	1,5	2,3	1,4	1,7	2,4

П р и м е ч а н и я
 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С.
 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 5; 7 - 11 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,5	4,7	3,1
6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,3	1,0	2,2	2,0
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	1,3	1,0	2,2	2,0
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	1,4	1,1	2,3	2,1
	$0,02I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{ном}}$	2,1	1,6	2,8	2,4

П р и м е ч а н и я
 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до +40 °С.
 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 3 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	56 40 3,5
Ход часов компонентов АИИС КУЭ, с, не более	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

- журнал сервера:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

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

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания» (Котовская ТЭЦ-2) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12
Трансформатор тока	ТПОФ	8
Трансформатор тока	ТПОЛ	3
Трансформатор тока	ТПК-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	11
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL20	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Формуляр	АСВЭ 395.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания»

(Котовская ТЭЦ-2)», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 3329074523

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

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

Изготовитель

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

ИНН 3329074523

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

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

Испытательный центр

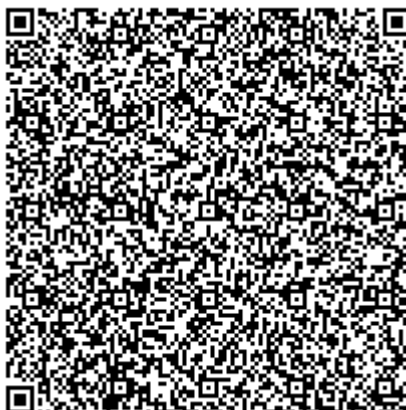
Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» ноября 2022 г. № 2848

Регистрационный № 87331-22

Лист № 1
Всего листов 42

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Курганской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Курганской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), multifunctional счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в

микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 – 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ					
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	110 кВ Катаяск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	А ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
			В -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НТМИ-10-66		
			В		
			С		
		Счетчик	ЕА05RL-P2B-3		
2	110 кВ Катаяск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	А ТПОЛ-10		
			В -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НТМИ-10-66		
			В		
			С		
		Счетчик	ЕА05RL-P2B-3		

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
3	ПС 110 кВ ЧУГА-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
		C						
4	ПС 110 кВ ЧУГА-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10			
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
5	ПС 110 кВ Крайцево-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №2473-69	A	ТЛМ-10			
				B	-			
				C	ТЛМ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6	ПС 110 кВ Крапивно-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №2473-69	А ТЛМ-10	РТУ-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05	А В С НАМИ-10-95 УХЛ2	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=1000/5 №1261-59	А В С ТПОЛ-10	
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-69	А В С НТМИ-10-66	
7	ПС 110 кВ Крапивно-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3	РТУ-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=1000/5 №1261-59	А В С ТПОЛ-10	
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-69	А В С НТМИ-10-66	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=1000/5 №1261-59	А В С ТПОЛ-10	
8	ПС 110 кВ Крапивно-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05	А В С НАМИ-10-95 УХЛ2	РТУ-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=1000/5 №1261-59	А В С ТПОЛ-10	
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №20186-05	А В С НАМИ-10-95 УХЛ2	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6		
9	ПС 110 кВ ОП-18-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
		ТН КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		Счетчик КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		ТТ КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
10	ПС 110 кВ ОП-18-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТН КТ=0,5 КТТ=10000/100 №831-69	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		Счетчик КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		ТТ КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		ТН КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
11	ПС 110 кВ Роза-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		ТН КТ=0,5 КТТ=10000/100 №11094-87	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		ТТ КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				
		Счетчик КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	A ТЛМ-10 B - C ТЛМ-10				

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
12	ПС 110 кВ Марково-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	А ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
			В -		
			С ТЛМ-10		
		ТН	А НАМИ-10-95 УХЛ2		
			В УХЛ2		
13	ПС 110 кВ Марково-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	С ЕА05RL-P2B-3	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
			А ТБК-10		
		ТТ	В -		
			С ТБК-10		
		ТН	А НАМИ-10		
14	ПС 110 кВ Марково-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1		В НАМИ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
		Счетчик	С ЕА05RL-P2B-3		
			А ТБК-10		
		ТТ	В -		
			С ТБК-10		

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6		
15	ПС 110 кВ Дубрава-г, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №9143-01, 8913-82	A	ТЛК10-5		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17			
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	B	-					
				C	ТВК-10					
				A	НАМИ-10					
16	ПС 110 кВ Дубрава-г, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3						
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №8913-82	A	ТВК-10					
				B	-					
				C	ТВК-10					
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10					
				B						
				C						
				EA05RL-P2B-3						
17	ПС 110 кВ Сумки-г, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №8913-82	A	ТВК-10					
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	B	-					
				C	ТВК-10					
				A	НАМИ-10					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3						

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
18	ПС 110 кВ Сумки-т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №8913-82	A	ТВК-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТВК-10			
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
				B				
	C							
19	ПС 110 кВ Байдары-т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №8913-82	A	ТВК-10			
				B	-			
	C	ТВК-10						
20	ПС 110 кВ Байдары-т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
21	ПС 110 кВ Заураль-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	А ТБК-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
			В -		
			С ТБК-10		
		ТН	А НАМИ-10		
			В		
С					
22	ПС 110 кВ Заураль-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Четчик	EA05RL-P2B-3		
		ТТ	А ТБК-10		
			В -		
			С ТБК-10		
			ТН		
В					
С					
23	ПС 110 кВ Трубейская-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Четчик	EA05RL-P2B-3		
		ТТ	А ТБК-10		
			В -		
			С ТБК-10		
			ТН	А НТМИ-10-66	
В					
С					
		Четчик	EA05RL-P2B-3		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6		
24	ПС 110 кВ Прубельская-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	A ТВК-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
			B -				
			C ТВК-10				
		ТН	A НТМИ-10-66				
25	ПС 110 кВ Пивкино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2		B -				
		Счетчик					
		ТН	A НАМИ-10-95 УХЛ2				
			C НАМИ-10-95 УХЛ2				
26	ПС 110 кВ Пивкино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик				RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
		ТТ	A ТПОЛ-10				
			B -				
		ТН	A НАМИ-10-95 УХЛ2				
26	ПС 110 кВ Пивкино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1		C ТПОЛ-10				
		ТН	A НАМИ-10-95 УХЛ2				
			B -				
		Счетчик					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
27	ПС 110 кВ ШУЧЬЕ-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
	C							
28	ПС 110 кВ ШУЧЬЕ-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10			
				B	-			
	C	ТПОЛ-10						
29	ПС 110 кВ Чистое-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
30	ПС 110 кВ Чистое-г, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
31	ПС 110 кВ Шумиха-г, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
				A	ТПОЛ-10			
				B	-			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	C	ТПОЛ-10			
				A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
32	ПС 110 кВ Шумиха-г, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
				A	ТПОЛ-10			
				B	-			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	C	ТПОЛ-10			
				A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
				A	НАМИ-10-95 УХЛ2			

Продолжение таблицы 4

[illegible]

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
36	ПС 110 кВ Юрматы-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
				B				
37	ПС 110 кВ Юрматы-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			Рег. № 51644-12 Рег. № 58301-14 Рег. № 68916-17	
				ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-08	A		ТПОЛ-10
						B		-
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	C	ТПОЛ-10			
				A	НТМИ-10			
38	ПС 110 кВ Юрматы-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
				ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
						B	-	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	C	ТПОЛ-10			
				A	НТМИ-10			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B	НТМИ-10					
		C	ЕА05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
39	ПС 110 кВ Логовущка-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	B	-			
				C	ТПОЛ-10			
				A	НАМИ-10			
			Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			
A	ТПОЛ-10							
B	-							
40	ПС 110 кВ Логовущка-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	C	ТПОЛ-10			
				A	НАМИ-10 У2			
				B	-			
			ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №51198-12	C	ТПОЛ-10		
					A	НАМИ-10 У2		
B	-							
41	ПС 110 кВ Кураган-Т, КРУ 10 кВ, ф.2 ТП2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
		ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №25433-11	A	ТЛЮ-10			
				B	-			
				C	ТЛЮ-10			
			ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
B	-							
C	НАМИТ-10							
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	А1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
42	ПС 110 кВ Куран-Т, КРУ 10 кВ, ф.3 ТПЗ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17			
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10				
				B					
				C					
43	ПС 110 кВ Куран-Т, КРУ 10 кВ, ф.1 ТП1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
		ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №25433-11	A	ТЛО-10				
				B	-				
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	C	ТЛО-10				
44	ПС 110 кВ Утяк-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №7069-82	A	ТОЛ 10ХЛ3				
				B	-				
				C	ТОЛ 10ХЛ3				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6				
45	ПС 110 кВ ВТЯК-1, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17					
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	В	-						
				С	ТПОЛ-10						
				А	ЗНОЛ.06						
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	В	ЗНОЛ.06						
С	ЗНОЛ.06										
EA05RL-P2B-3											
46	ПС 110 кВ Варгаш-1, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10						
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	В	-						
				С	ТПОЛ-10						
				А	ЗНОЛ.06						
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	В	ЗНОЛ.06						
С	ЗНОЛ.06										
EA05RL-P2B-3											
47	ПС 110 кВ Варгаш-1, РУ 10 кВ, ф.КВ-3	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10						
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	В	-						
				С	ТПОЛ-10						
				А	ЗНОЛ.06						
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	В	ЗНОЛ.06						
С	ЗНОЛ.06										
EA05RL-P2B-3											

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Вараш-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	B	-		
				C	ТПОЛ-10		
				A	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06		
C	ЗНОЛ.06						
ЕА05RL-P2B-3							
49	ПС 110 кВ Юрахлы-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	B	-		
				C	ТПОЛ 10		
				A	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06		
C	ЗНОЛ.06						
ЕА05RL-P2B-3							
50	ПС 110 кВ Юрахлы-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-02	A	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	-		
				C	ТПОЛ 10		
				A	НТМИ-10-66		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B			
C							
ЕА05RL-P2B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
51	ПС 110 кВ Лёжжые-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КГ=0,2S КГТ=800/5 №30709-07	A ТЛП-10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14 УСВ-3 Per. № 51644-12 ССВ-1Г Per. № 58301-14 Метроном-50М, Per. № 68916-17
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-53	A Б С ТЛП-10	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A Б С ТПОЛ-10	
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-53	A Б С НТМИ-10	
52	ПС 110 кВ Лёжжые-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-3	Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A Б С ТПОЛ-10	
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-53	A Б С НТМИ-10	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A Б С ТПОЛ-10	
53	ПС 110 кВ Лёжжые-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-53	A Б С НТМИ-10	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3	
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A Б С ТПОЛ-10	
		ТН	КГ=0,5 КГН=10000/100 №831-53	A Б С НТМИ-10	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3	

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6	
54	ПС 110 кВ Коновалово-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	B	-			
				C	ТПОЛ-10			
				A	НАМИ-10-95 УХЛ2			
		B						
C								
55	ПС 110 кВ Коновалово-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10			
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10			
56	ПС 110 кВ Макушино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10			
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10			
	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6		
57	ПС 110 кВ Пьянково-Г, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	В	-					
				С	ТПОЛ-10					
				А	НТМИ-10					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3						
А	ТЛО-10									
В	-									
58	ПС 110 кВ Пьянково-Г, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10				RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3						
				А	ТЛО-10					
				В	-					
		59	ПС 110 кВ Пьянково-Г, РУ 10 кВ, ф.КВ-3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №25433-11	А	ТЛО-10			
ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07			В	-					
				С	ТЛО-10					
				А	НАМИТ-10					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P2B-3						
		А	ТЛО-10							
		В	-							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Петухово-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №71707-18	B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №71707-18	A	3хЗНОЛ-СЭЩ-10		
				B			
61	ПС 110 кВ Петухово-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17	C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №71707-18	A	3хЗНОЛ-СЭЩ-10		
				B			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №71707-18	C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17		СЭТ-4ТМ.03М.01		
62	ПС 110 кВ Алакуль-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	EA05RL-P2B-3	
				B	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	C			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6		
63	ПС 110 кВ Алякуль-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	-					
				C	ТПОЛ-10					
				A	НТМИ-10-66					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3						
A	ТПОЛ-10									
B	-									
64	ПС 110 кВ Мишкино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	C	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
				ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A			НТМИ-10-66	
						B				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3						
				A	ТПОЛ-10					
65	ПС 110 кВ Мишкино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	-					
				C	ТПОЛ-10					
				A	НТМИ-10-66					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3						
A	ТПОЛ-10									
B	-									

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6		
66	ПС 110 кВ Зврянска-1, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A ТПОЛ-10 B - C ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 ССБ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17		
		ТН	КГ=0,5 КГТН=10000/100 №20186-05	A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C			
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A ТПОЛ-10 B - C ТПОЛ-10			
67	ПС 110 кВ Зврянска-1, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	КГ=0,5 КГТН=10000/100 №20186-05	A НАМИ-10-95 УХЛ2 B C		RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 ССБ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17	
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A ТПОЛ-10 B - C ТПОЛ-10			
		ТН	КГ=0,5 КГТН=10000/100 №831-69	A НТМИ-10-66 B C			
68	ПС 110 кВ Введенское-1, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 ССБ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
		ТТ	КГ=0,5 КГТ=800/5 №1261-59	A ТПОЛ-10 B - C ТПОЛ-10			
		ТН	КГ=0,5 КГТН=10000/100 №831-69	A НТМИ-10-66 B C			
		Счетчик	КГ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6		
69	ПС 110 кВ Введенское-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	А ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14 УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17			
			В -				
			С ТПОЛ-10				
		ТН	А НТМИ-10-66 В НТМИ-10-66 С				
70	ПС 110 кВ Бакары-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	ЕА05RL-P2В-3				
		ТТ	А ТПОЛ-10 В - С ТПОЛ-10				
		ТН	А НТМИ-10-66 В НТМИ-10-66 С				
		Счетчик	ЕА05RL-P2В-3				
71	ПС 110 кВ Бакары-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	А ТПОЛ-10 В - С ТПОЛ-10				
		ТН	А НТМИ-10-66 В НТМИ-10-66 С				
		Счетчик	ЕА05RL-P2В-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
72	ПС 110 кВ Малиновка-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17			
				B	-				
				C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66				
				B					
				C					
73	ПС 110 кВ Малиновка-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3					
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10				
				B	-				
				C	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66				
74	ПС 110 кВ Просвет-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2			B					
				C				ТПОЛ-10	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66				
				B					
				C					
				Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
75	ПС 110 кВ Просвет-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
		C						
76	ПС 110 кВ Косородец-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10			
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
77	ПС 110 кВ Косородец-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
78	ПС 110 кВ Твердыш-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
A	ТПОЛ-10							
B	-							
79	ПС 110 кВ Твердыш-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
A	ТПОЛ-10							
B	-							
80	ПС 110 кВ Жарниково-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	C	ТПОЛ-10			
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3				
A	ТПОЛ-10							
B	-							

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Жарниково-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	В			
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-08	С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ТПОЛ-10		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	В	3НОЛ.06		
82	ПС 110 кВ Ватолино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-08	С	3НОЛ.06	EA05RL-P2B-3	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	3НОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	В	3НОЛ.06		
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-08	С	3НОЛ.06		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	3НОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	В	3НОЛ.06		
83	ПС 110 кВ Ватолино-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-08	С	3НОЛ.06	EA05RL-P2B-3	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	3НОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	В	3НОЛ.06		
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-08	С	3НОЛ.06		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	3НОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	В	3НОЛ.06		

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4			5	6
84	ПС 110 кВ Качуово-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66			
				B				
				C				
		85	ПС 110 кВ Качуово-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3		
ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-59			A	ТПОЛ-10			
				B	-			
				C	ТПОЛ-10			
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1			ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A		НТМИ-10-66
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ТПОЛ-10			
				C	ЕА05RL-P2B-3			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A		ТПОЛ-10
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A		ТПОЛ-10
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
				ТТ	К _Г =0,5 К _{ТТ} =800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	
		B	-					
C	ТПОЛ-10							
86	ПС 110 кВ Шадринск-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТН	К _Г =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-72	A	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Шадрино-т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-08	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	B	-		
				C	ТПОЛ-10		
				A	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06		
C	ЗНОЛ.06						
ЕА05RL-P2B-3							
88	ПС 110 кВ Лежеево-т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	B	-		
				C	ТПОЛ-10		
				A	НТМИ-10-66		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B			
C							
ЕА05RL-P2B-3							
89	ПС 110 кВ Лежеево-т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-72	B	-		
				C	ТПОЛ-10		
				A	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	B	ЗНОЛ.06		
C	ЗНОЛ.06						
ЕА05RL-P2B-3							

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
90	ПС 110 кВ ДАЛМАТОВО-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-2	ТТ	А ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
			В -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НТМИ-10-66		
			В НТМИ-10-66		
91	ПС 110 кВ ДАЛМАТОВО-Т, РУ 10 кВ, ф.КВ-1		С НТМИ-10-66		
		Счетчик	ЕА05RL-P2B-3		
			А ТПОЛ-10		
		ТТ	В -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НТМИ-10-66		
			В НТМИ-10-66		
			С НТМИ-10-66		
		Счетчик	ЕА05RL-P2B-3		
			А ТПОЛ-10		
92	ПС 110 кВ ГОРБУНОВО-Т, ЗРУ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТТ	В -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН	А НАМИ-10-95 УХЛ2		
			В НАМИ-10-95 УХЛ2		
			С НАМИ-10-95 УХЛ2		
		Счетчик	ЕА05RL-P2B-3		
			А ТПОЛ-10		

1	2	3	4	5	6
93	ПС 110 кВ Горьково-Т, 3РУ 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТТ К _Г =0,5 К _{ГТ} =1000/5 №1261-59	А ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
			Б -		
			С ТПОЛ-10		
		ТН К _Г =0,5 К _{ГН} =10000/100 №20186-05	А НАМИ-10-95 УХЛ2		
Б					
С					
94	ПС 110 кВ Горьково-Т, 3РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.1	Счетчик К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3		
			А ТИЛ-10		
		С ТЛМ-10			
95	ПС 110 кВ Горьково-Т, 3РУ 10 кВ, Ф.3	ТН К _Г =0,5 К _{ГН} =10000/100 №20186-05	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			А		
			Б		
		Счетчик К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3		
А					
Б					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ ГРП 3РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.4	ТТ	К _{ГТ} =0,5 К _{ГТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
	ТН		К _{ГТ} =0,5 К _{ГТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
	СЧЕТЧ		К _{ГТ} =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	C	ЕА05RL-P2B-3		

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденные типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1-10, 12, 23-38, 44-50, 52-54, 56, 57, 62-96	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11, 13-22, 39, 40, 55	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
41-43	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	3,9
51	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
58, 59	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	4,4
60, 61	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$ от $+21$ до $+25$ от $+18$ до $+22$

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 50000 72 220000 72 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	130 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	13 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	1 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	23 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	17 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	13 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	36 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	30 шт.
Трансформаторы напряжения	3хЗНОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	91 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.252.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Курганской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Курганской области

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

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

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

Правообладатель

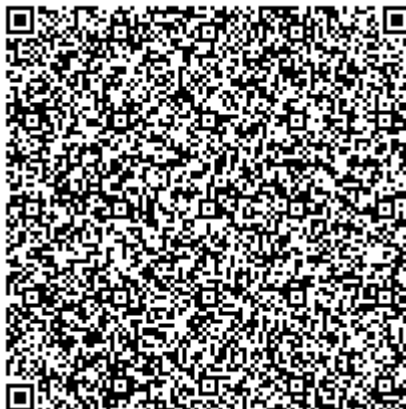
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками, технологическими люками и съёмным теплоизоляционным покрытием. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-2000 с заводским № 29 расположен: Иркутская обл., г. Усть-Кут, ул. Нефтяников, 41, АО «Иркутскнефтепродукт», Усть-Кутский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-2000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

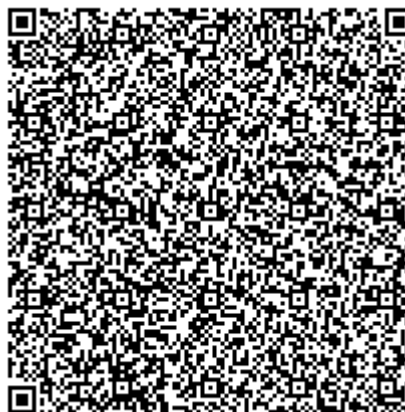
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-100

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-100 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-100 с заводским № 29 расположен: Иркутская обл., пос. Култук, ул. Суворова, 4, АО «Иркутскнефтепродукт», Култукский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-100

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-100	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

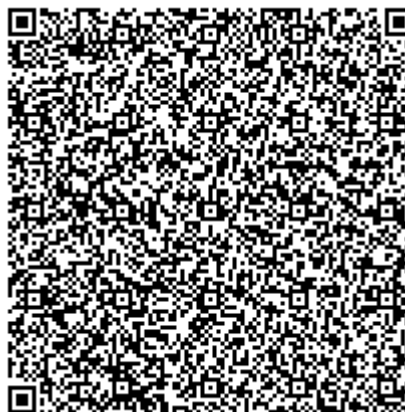
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-1000 с заводским № 31 расположен: Иркутская обл., пос. Култук, ул. Суворова, 4, АО «Иркутскнефтепродукт», Култукский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-1000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

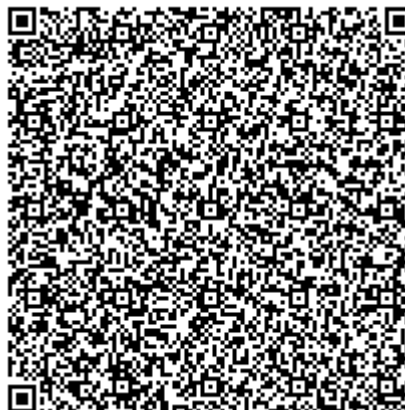
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-2000 с заводским № 48 расположен: Иркутская обл., пос. Харик, ул. Железнодорожная, 1, АО «Иркутскнефтепродукт», Харикский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-2000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

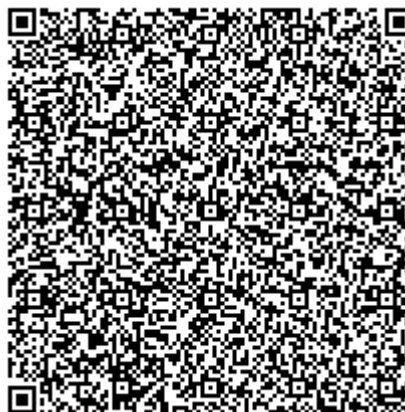
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-200

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-200 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-200 с заводским № 22 расположен: Иркутская обл., г. Вихоревка, ул. Нефтяников, 30, АО «Иркутскнефтепродукт», Вихоревский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-200

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	200
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-200	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

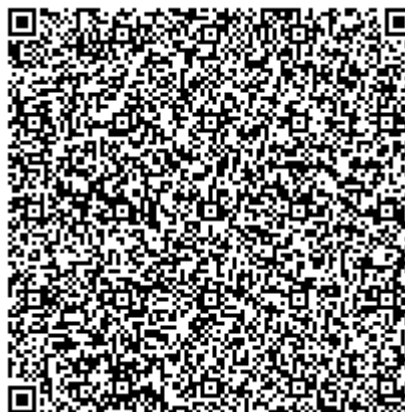
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-700

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-700 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабской цифры, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-700 с заводским № 6 расположен: Иркутская обл., г. Вихоревка, ул. Нефтяников, 30, АО «Иркутскнефтепродукт», Вихоревский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-700

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-700	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

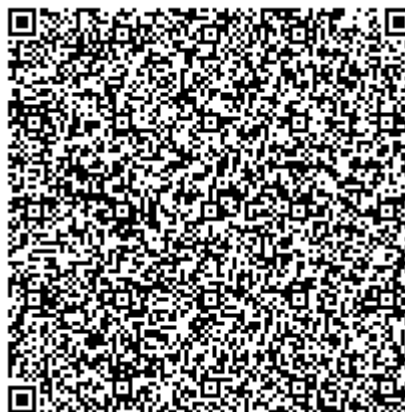
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-700

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-700 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабской цифры, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-700 с заводским № 8 расположен: Иркутская обл., г. Нижнеудинск, переулок Парковый, 5, АО «Иркутскнефтепродукт», Нижнеудинский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-700

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	700
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-700	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

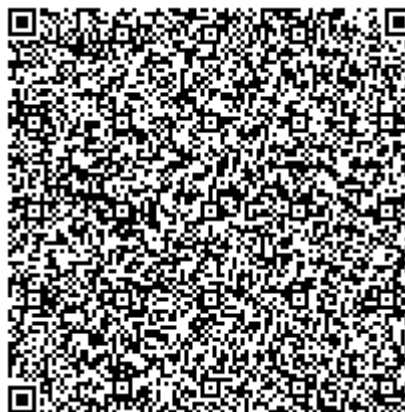
Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-2000 с заводским № 10 расположен: Иркутская обл., г. Нижнеудинск, переулок Парковый, 5, АО «Иркутскнефтепродукт», Нижнеудинский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-2000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)
ИНН 3800000742
Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

Испытательный центр

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

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

