

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Кемеровской области	Обозначение отсутствует	Е	84699-22	185	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0028.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", г. Магнитогорск	30.11.2021
2.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	84700-22	189	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП-312601-	4 года	Общество с ограниченной	ООО ИИГ "КАРНЕОЛ",	17.11.2021

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Орловской области	отсутствует				ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва		0029.21		ответственно-стью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	г. Магнитогорск	
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО "КЭС" (3-я очередь)	Обозначение отсутствует	Е	84701-22	001	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС" (ООО "КЭС"), г. Краснодар	Общество с ограниченной ответственностью "КЭС" (ООО "КЭС"), г. Краснодар	ОС	МИ 3000-2018	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизированные системы в энергетике" (ООО "АСЭ"), г. Владимир	16.12.2021
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	84702-22	19.004-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-	ОС	МП-389-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	03.12.2021

	энергии ООО "Газ- пром энерго" ООО "Газ- пром транс- газ Югорск" Ягельное ЛПУ МГ КС "Ягельная"					технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург				технический центр ООО "Газпром энер- го"), г. Орен- бург		
5.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-20	Е	84703-22	1, 2, 5, 6, 7, 8	Великолук- ский завод "Транснефте- маш" - филиал Акционерного общества "Транснефть - Верхняя Вол- га" (Велико- лукский завод "Транснефте- маш" - филиал АО "Транс- нефть - Верх- няя Волга"), г. Нижний Нов- город	Великолук- ский завод "Транснефте- маш" - филиал Акционерного общества "Транснефть - Верхняя Вол- га" (Велико- лукский завод "Транснефте- маш" - филиал АО "Транс- нефть - Верх- няя Волга"), г. Нижний Нов- город	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро- КонТ", г. Ка- зань	16.10.2020
6.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-20	Е	84704-22	306, 307, 63, 78, 6, 136	Великолук- ский завод "Транснефте- маш" - филиал Акционерного общества "Транснефть - Верхняя Вол- га" (Велико- лукский завод "Транснефте- маш" - филиал АО "Транс- нефть - Верх- няя Волга"), г.	Великолук- ский завод "Транснефте- маш" - филиал Акционерного общества "Транснефть - Верхняя Вол- га" (Велико- лукский завод "Транснефте- маш" - филиал АО "Транс- нефть - Верх- няя Волга"), г.	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро- КонТ", г. Ка- зань	16.10.2020

						Нижний Нов-город	Нижний Нов-город						
7.	Дозаторы весовые дискретного действия	ЛФМ 21-50	Е	84705-22	84, 15	Фирма "AVROFARM SA", Болгария	Фирма "AVROFARM SA", Болгария	ОС	МП 45-241-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ПромИмпорт" (ООО "ПромИмпорт"), г. Пермь	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	27.09.2021
8.	Электрокардиографы	ECG	С	84706-22	ECG 300G зав. №20081300319; ECG 600G зав. №20081400093; ECG 1200G зав. №20082100012	Contec Medical Systems Co., Ltd., Китай	Contec Medical Systems Co., Ltd., Китай	ОС	МП 2021-004.6	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Медтехника РЕБОТЕК" (ООО "Медтехника-Р"), г. Москва	АО "НИИМТ", г. Москва	23.07.2021
9.	Угольники поверочные 90°	Обозначение отсутствует	С	84707-22	21800001, 21800002, 21800005, 21810006	Акционерное общество "Русская Инструментальная Компания" (АО "РИК"), г. Ставрополь	Акционерное общество "Русская Инструментальная Компания" (АО "РИК"), г. Ставрополь	ОС	ОЦСМ 161196-2021 МП	1 год	Акционерное общество "Русская Инструментальная Компания" (АО "РИК"), г. Ставрополь	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	24.09.2021
10.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС-10000	Е	84708-22	Р-5, Р-6	Акционерное общество "АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций" (АО "АП РМК"), г. Саратов	Акционерное общество "АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций" (АО "АП РМК"), г. Саратов	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Харампурнефтегаз" (ООО "Харампурнефтегаз"), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Губкинский	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	09.07.2021
11.	Резервуары стальные горизонтальные ци-	РГС-40	Е	84709-22	299, 302	Общество с ограниченной ответственностью "ИТС	Общество с ограниченной ответственностью "ИТС	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Приволга" (АО	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделе-	22.06.2021

	линдрические					Металлоконструкции" (ООО "ИТС МК"), г. Казань	Металлоконструкции" (ООО "ИТС МК"), г. Казань				"Транснефть - Приволга"), г. Самара	ева", г. Казань	
12.	Анализаторы влаги	COMPUTRAC Vapor Pro XL	C	84710-22	420000583	Фирма "АМТЕК Brookfield", США	Фирма "АМТЕК Brookfield", США	ОС	МП 64-241-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "АВРОРА" (ООО "АВРОРА"), г. Королев, Московская область	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	16.09.2021
13.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	PBC-3000	E	84711-22	11, 14	Акционерное общество "Саханефтегазсбыт" (АО "Саханефтегазсбыт"), г. Якутск	Акционерное общество "Саханефтегазсбыт" (АО "Саханефтегазсбыт"), г. Якутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Саханефтегазсбыт" (АО "Саханефтегазсбыт"), г. Якутск	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	13.08.2021
14.	Весы автоматического действия	AC75	E	84712-22	20/085/3	Фирма "Packital S.r.l.", Италия	Фирма "Packital S.r.l.", Италия	ОС	МП 71-241-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ИМА Индастриз" (ООО "ИМА Индастриз"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Екатеринбург	11.10.2021
15.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП "Находка"	Обозначение отсутствует	E	84713-22	2012-002	Закрытое акционерное общество "Аргоси" (ЗАО "Аргоси"), Тульская обл., Чернский район, пос. Воропаевский	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефть - Порт Козьмино" (ООО "Транснефть - Порт Козьмино"), Приморский край, г. Находка	ОС	МП 1328-14-2021	1 год	Акционерное общество "Транснефть - Метрология" (АО "Транснефть - Метрология"), г. Москва	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	17.09.2021

16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "ЭСК "Горкунов" (ТК БЕЛОГОРСКИЙ)	Обозначение отсутствует	Е	84714-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Горкунов", г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Горкунов", г. Новосибирск	ОС	МП-404-RA.RU.310 556-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергосбытовая компания "Горкунов", г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	17.11.2021
17.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	PBC-5000	Е	84715-22	28, 29	Общество с ограниченной ответственностью "Востокмонтажгаз" (ООО "Востокмонтажгаз"), Республика Татарстан, г. Бу-гульма	Общество с ограниченной ответственностью "Востокмонтажгаз" (ООО "Востокмонтажгаз"), Республика Татарстан, г. Бу-гульма	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина Структурное подразделение "Татнефть - Добыча" (ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина Структурное подразделение "Татнефть - Добыча"), Республика Татарстан, г. Альметьевск	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	24.09.2021
18.	Система измерительная баллистическая	"Prototyp a-ZM"	Е	84716-22	429177	Компания Prototypa-ZM, s.r.o., Чешская Республика	Компания Prototypa-ZM, s.r.o., Чешская Республика	ОС	10.1901.20 21 МП	2 года	Акционерное общество "Новосибирский патронный завод" (АО "НПЗ"), г. Новосибирск	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская область, Солнечногорский район, г. Солнечногорск, рабочий посе-	17.02.2021

												лок Менделее- во	
19.	Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов 6РП	Обозначение отсутствует	Е	84717-22	472-17-905-01	Акционерное общество "ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР" (АО "ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР" (АО "ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 2071-0006-2021	2 года	Акционерное общество "ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР" (АО "ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	15.12.2021

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП

Назначение средства измерений

Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП (далее – система) предназначена для измерений избыточного давления и разности давлений, температуры, силы постоянного тока, соответствующей температуре, крутящего момента силы, частоты вращения, силы переменного тока и передачи результатов измерений по интерфейсам в компьютер автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора автоматизированной системы управления испытательного стенда (АСУ ИС).

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на измерении параметров редукторов первичными измерительными преобразователями физических величин путем преобразования их в электрические сигналы, преобразовании электрических сигналов в цифровой код вторичными измерительными преобразователями и передаче информации в цифровой форме в компьютер АРМ оператора для дальнейшего ее использования в АСУ ИС.

Функционально в состав системы входят следующие измерительные каналы (ИК):

- ИК давления и разности давлений – 19 шт.;
- ИК температуры – 42 шт.;
- ИК силы постоянного тока, соответствующей значению температуры -4 шт.;
- ИК крутящего момента силы – 1 шт.;
- ИК частоты вращения – 2 шт.;
- ИК силы переменного тока – 6 шт.

Принцип действия ИК давления и разности давлений основан на преобразовании аналогового сигнала (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА), поступающего от преобразователей давления корабельных ПДК-67-И-01(04)М0-А-0-М22-Н-2 и ПДК-67-Д-01М6-А-0-М22-Н-2 (рег. № 37529-18) (далее – ПДК-67-И и ПДК-67-Д) и пропорционального значению измеряемой физической величины в цифровой код, с последующим вычислением в программируемом логическом контроллере (ПЛК) значений измеряемого давления и разности давлений и отображением результатов измерений на мониторе АРМ оператора системы (далее – монитор).

Принцип действия ИК температуры основан на преобразовании аналогового сигнала (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА), поступающего от термопреобразователя корабельного ТПК-67 (рег. № 47069-11) (далее – ТПК-67) постоянного тока и пропорционального значениям измеряемой физической величины в цифровой код с последующим вычислением в ПЛК значений измеряемой температуры и отображением результатов измерений на мониторе системы.

Принцип действия ИК силы постоянного тока, соответствующей значению температуры основан на преобразовании аналогового сигнала (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА), поступающего от первичного термопреобразователя, не входящего в состав ИК, и пропорционального значениям измеряемой физической величины в цифровой код с последующим вычислением в ПЛК значений измеряемой температуры и отображением результатов измерений на мониторе системы.

Принцип действия ИК крутящего момента силы основан на преобразовании аналогового сигнала (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) от датчиков крутящего момента силы К-Т40FM-040R или К-Т40FM-080R (далее - Т40FM) с интерфейсным модулем TIM40 в цифровой код, с последующим вычислением в ПЛК значений крутящего момента силы и отображением результатов измерений на мониторе системы.

Принцип действия ИК частоты вращения основан на преобразовании аналогового сигнала (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) от тахометра электронного цифрового ТСП-04 (рег. № 61828-15) (далее - ТСП-04) в цифровой код, с последующим вычислением в ПЛК значений частоты вращения и отображением результатов измерений на мониторе системы.

Принцип действия ИК силы переменного тока основан на преобразовании аналогового сигнала (сила постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА) от преобразователя силы переменного тока измерительного ПИТ-50-Т-4/20-Б14 (рег. № 74910-19) (далее – ПИТ-50) в цифровой код, с последующим вычислением в ПЛК среднеквадратических значений силы переменного тока и отображением результатов измерений на мониторе системы.

Конструктивно система состоит из первичных измерительных преобразователей, размещённых в соответствующих узлах стенда, соединённых кабелями через распределительные коробки с щитом управления испытательным стендом редуктора БРП, шкафом контроллера и АРМ оператора.

Щит управления испытательным стендом редуктора БРП включает в себя следующие устройства:

- 12 модулей аналогового ввода для подключения измерительных каналов температур испытуемых редукторов;
- 3 модуля аналогового ввода давления, частоты вращения, крутящего момента силы, силы переменного тока;
- 5 модулей дискретного ввода концевых выключателей и реле давления;
- 3 модуля дискретных выходов управления механизмами испытуемых редукторов;
- 2 сетевых модуля удаленного управления ET200M.

Шкаф контроллера включает:

- главный контроллер Siemens S7-1500;
- 1 модуль аналогового ввода давления;
- сервер испытательного стенда.

Распределительные коробки включают клеммники, позволяющие осуществить распределение линий связи между щитом управления стендом и первичными измерительными преобразователями.

Измерительная информация от ПЛК в цифровой форме передается по стандартным интерфейсам в компьютер АРМ оператора системы, расположенный в пультной стенда, для архивирования и визуализации.

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается закрыванием щита, шкафа, распределительных коробок и АРМ на специализированные встроенные замки.

Нанесение знака поверки на корпус составных частей системы не предусмотрено ее условиями эксплуатации.

Общий вид составных частей системы приведен на рисунке 1-9.



Рисунок 1 – Общий вид щита управления испытательным стендом редуктора 6РП



Рисунок 2 - Общий вид шкафа контроллера



Рисунок 3 - Общий вид распределительных коробок редуктора

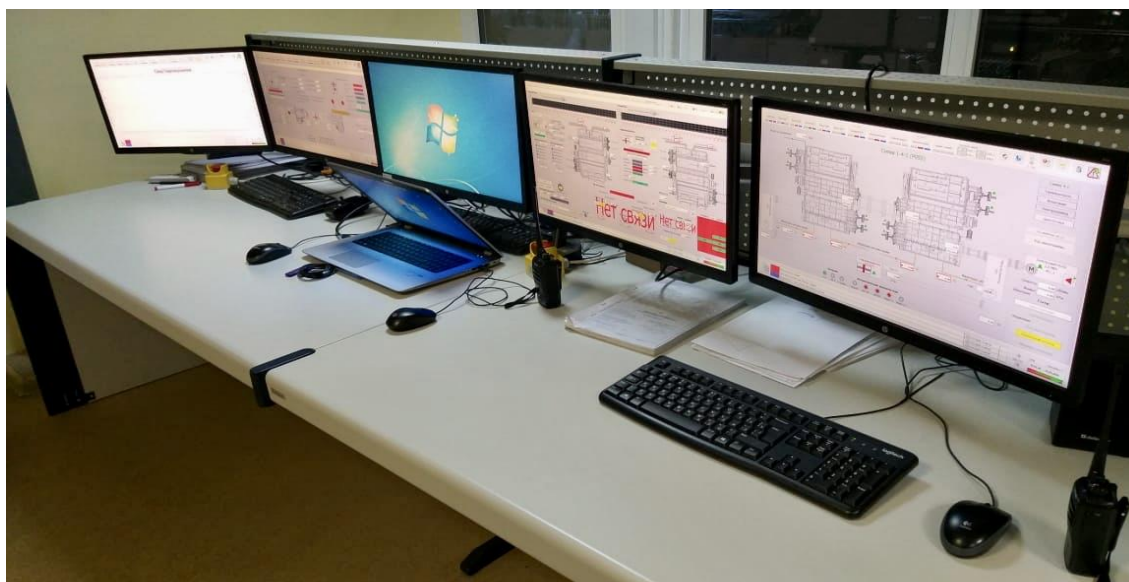


Рисунок 4 – Общий вид АРМ оператора



Рисунок 5 – Преобразователь давления
корабельный ПДК-67-И



Рисунок 6 – Преобразователь давления
корабельный ПДК-67-Д



Рисунок 7 – Термопреобразователь корабельный
ТПК-67



Рисунок 8 – Датчик крутящего момента
силы Т40FM



Рисунок 9 – Тахометр электронный цифровой ТСП-04, исп. 1



Рисунок 10 – Преобразователь силы переменного тока измерительный ПИТ-50

Результаты измерений ИК отображаются на мониторе АРМ и записываются на встроенный жесткий диск.

Пломбирование шкафа, щита, распределительных коробок и блоков АРМ, входящих в состав системы не предусмотрено.

Заводской номер системы наносится на фирменную планку на боковой поверхности корпуса щита управления стендом в формате «Зав. № 472-17-905-01».

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) системы состоит из встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимая часть встроенного ПО системы «PLC1.ap13» устанавливается в главный контроллер шкафа контроллера стенда и выполняет функцию обработки измерительной информации.

Метрологически значимая часть автономного ПО системы находится в исполняемом файле WCCILrmon.exe (для визуализации) и выполняет функцию визуализации измеренных параметров и идентификации ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	WCCILrmon.exe (для визуализации)	PLC1.ap13
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.14.0.0	не ниже A13
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологически значимая часть ПО системы и измеренные данные достаточно защищены с помощью средств защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Защита ПО реализуется за счет:

- отсутствия возможности удаленного доступа к ПО через интерфейсы обмена с внешними подсистемами;
- ограничения физического доступа к ИК системы (доступ в помещение, доступ в шкаф – специальный ключ);
- доступа к ПО по паролю;
- отсутствие возможности изменения ПО без специализированной инструментальной среды разработки, доступ к которой осуществляется по паролю.

Метрологические характеристики ИК системы нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	Кол-во ИК
ИК давления и разности давлений		
Диапазон измерений избыточного давления масла в системе смазки, МПа (бар)	от 0 до 1 (от 0 до 10)	8
Пределы допускаемой, приведенной к верхнему пределу диапазона измерений (далее - ВП), погрешности измерений избыточного давления масла в системе смазки, %	±2	
Диапазон измерений избыточного давления масла в системе управления редуктором, МПа (бар)	от 0 до 4 (от 0 до 40)	6
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений избыточного давления масла в системе управления редуктором, %	±2	
Диапазон измерений разности давлений масла в системе смазки и системе управления, МПа (бар)	от 0 до 1,6 (от 0 до 16)	5
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений разности давлений масла в системе смазки и системе управления, %	±2	
ИК температуры		
Диапазон измерений температуры масла, °С	от 0 до 120 от 0 до 150	6 36
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений температуры масла, %	±2	
ИК силы постоянного тока, соответствующей значению температуры		
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20	4
Диапазон значений температуры масла, °С	от 0 до 150	
Пределы допускаемой, приведенной к ВП*, погрешности измерений силы постоянного тока, соответствующей значению температуры масла, %	0,5	
ИК крутящего момента силы		
Диапазон измерений крутящего момента силы ГТН, кН·м	от -40 до -1 и от 1 до 40 от -80 до -1 и от 1 до 80	1
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений крутящего момента силы ГТН, %	±1,5	
ИК частоты вращения		
Диапазон измерений частоты вращения вала двигателя, об/мин	от 10 до 2000	2
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений частоты вращения вала двигателя, %	±2	
ИК силы переменного тока		
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока на двигателе ВПУ испытуемых изделий, А	от 0 до 50	6
Пределы допускаемой, приведенной к ВП, погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока на двигателе ВПУ испытуемых изделий, %	±2,5	
*- нормирующим значением (ВП) при определении приведенной погрешности ИК является верхний предел диапазона значений температуры		

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 ±10 % 50 ±2 %
Общая потребляемая мощность, В·А, не более	2000
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более: - распределительная коробка редуктора 6РП МРП - распределительная коробка редуктора 6РП ПрБ - распределительная коробка редуктора 6РП ЛБ - щит управления испытательным стендом редуктора 6РП - шкаф контроллера - АРМ оператора	600;300;600 600;300;600 600;300;600 2400;600;2000 1200;300;1000 550;50;300
Масса (без кабелей), кг, не более: - распределительная коробка редуктора 6РП МРП - распределительная коробка редуктора 6РП ПрБ - распределительная коробка редуктора 6РП ЛБ - щит управления испытательным стендом редуктора 6РП - шкаф контроллера - АРМ оператора	25 25 25 400 135 50
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 от 45 до 80 от 84,0 до 106,7 кПа
Средний срок службы, лет	12 лет
Средняя наработка на отказ, ч	10000 ч

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационных документов типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Кол-во
Распределительная коробка редуктора 6РП МРП	КР.805.16.003	1 шт.
Распределительная коробка редуктора 6РП ПрБ	КР.805.16.002	1 шт.
Распределительная коробка редуктора 6РП ЛБ	КР.805.16.001	1 шт.
Щит управления испытательным стендом редуктора 6РП:	ЩУ.805.16.001	1 шт.
- модуль удаленного ввода-вывода Siemens ET200M;	-	2 шт.
- модуль ввода аналоговых сигналов Siemens A18xU/I/R/RTD/TC;	-	3 шт.
- аналоговый модуль ввода Siemens A18xRTD;	-	12 шт.
- нормирующий преобразователь ТИМ40;	-	1 шт.
- нормирующий преобразователь Р1813	-	6 шт.
Шкаф контроллера:	ШК.805.16.001	1 шт.
- промышленный контроллер Siemens S7-1500;	-	1 шт.
- модуль ввода аналоговых сигналов A14xU/I/R/RTD/TC;	-	1 шт.
- сервер систем автоматики;	-	1 шт.
- бесперебойный блок питания;	-	1 шт.
- медиахранилище	-	1 шт.

Наименование	Обозначение	Кол-во
АРМ оператора:	-	1 шт.
- монитор 24";	-	2 шт.
- клавиатура, мышь;	-	1 шт.
- принтер Canon CP5225	-	1 шт.
Комплект измерительных преобразователей:		
- преобразователь давления корабельный ПДК-67-И (37529-18);	АТЛМ.406233.001	14 шт.
- преобразователь давления корабельный ПДК-67-Д (37529-18);	АТЛМ.406233.001	5 шт.
- термопреобразователь корабельный ТПК-67 (47069-11);	АТЛМ.405211.004	42 шт.
- датчик крутящего момента силы К-Т40FM-040R, К-Т40FM-080R;	-	2 шт.
- тахометр электронный цифровой ТСП-04, исп. 1 (61828-15);	ИПВС.074.000ТУ	2 шт.
- преобразователь силы переменного тока измерительный ПИТ-50 (74910-19).	ЯЛНИ.411521.011	6 шт.
Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП. Паспорт	ФРДГ.441129.001-01ПС	1 экз.
Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП. Руководство по эксплуатации	ФРДГ.441129.002-02РЭ	1 экз.
Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП. Методика поверки	МП 2071-0006-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3.10 Руководства по эксплуатации ФРДГ.441129.002-02РЭ «Система измерительная испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерительной испытательного стенда 472-17-905 для испытаний редукторов БРП

Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, утверждена приказом Росстандарта № 2091 от 01 октября 2018 года

Государственная поверочная схема для средств измерений крутящего момента силы, утверждена приказом Росстандарта № 1794 от 31 июля 2019 года

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

Изготовитель

Акционерное общество «ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР» (АО «ЗВЕЗДА-РЕДУКТОР»)

ИНН 7811564963

Адрес: 192012, г. Санкт-Петербург, ул. Бабушкина, д. 123

Телефон (факс): (812) 334-97-23

Web-сайт: www.zvezda.spb.ru

E-mail: zvezda-reductor@zvezda.spb.ru

Испытательный центр

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

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

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная баллистическая «Prototypa-ZM»

Назначение средства измерений

Система измерительная баллистическая «Prototypa-ZM» (далее - система) предназначена для измерений баллистических параметров патронов к стрелковому оружию калибров 7,62 мм, 7,7 мм, 8,6 мм, 9 мм, 9,3 мм и 12,7 мм, а именно: измерения давления газов и скорости метаемого элемента (пули) при выстреле из измерительного баллистического ствола.

Описание средства измерений

Система содержит полный набор аппаратно-программных средств для измерения баллистических параметров при выстреле из измерительного баллистического ствола.

Пользовательский интерфейс и управление системой при выполнении испытательных и поверочных работ обеспечивается с помощью компьютера и прикладной программы «BA Control V8.0_2010-09-05».

Для измерения давления газов в патроне, возникающего при выстреле из измерительных баллистических стволов, применяется датчик давления пьезоэлектрический ЗТ6000.

Принцип действия датчика давления основан на использовании прямого пьезоэлектрического эффекта.

Заряд Q , возникающий вследствие пьезоэлектрического эффекта, линейно зависит от приложенного давления P и определяется по формуле (1):

$$Q = K_p P, \text{ Кл}, \quad (1)$$

где P - приложенное давление, Па;

K_p - коэффициент пьезочувствительности материала, Кл/Па.

Дальнейшее усиление заряда и его обработка, под управлением программного обеспечения (далее – ПО), осуществляется баллистическим анализатором BA04S2. Обработанные данные о величине давления пороховых газов передаются в компьютер и выводятся на экран монитора в виде графиков и таблиц. Датчики давления Kistler 6213BK и Kistler 6215 в системе используются при калибровке и проверке работоспособности баллистического анализатора BA04S2.

Для измерения скорости метаемого элемента (пули) используется стандартная передвижная атмосферостойкая оптическая рамка WLS03-V03, в которую вмонтированы два быстрых оптических барьера MOG03. При пролете метаемого элемента (пули) с первого оптического барьера вырабатывается импульс - «старт», который передается в баллистический анализатор BA04S2 и запускает внутренний таймер баллистического анализатора. При пролете метаемого элемента (пули) второго оптического барьера вырабатывается импульс - «стоп», который также передается в баллистический анализатор BA04S2 и останавливает таймер баллистического анализатора.

Скорость метаемого элемента (пули) определяется по формуле:

$$V = S/T, \text{ м/с}, \quad (2)$$

где S - расстояние между двумя оптическими барьерами, м;

T - интервал времени между двумя импульсами «старт» - «стоп», с.

Конструктивно система измерительная баллистическая «Prototypa-ZM», инвентарный номер 429177, состоит из универсального баллистического затвора UZ-2002 с измерительными баллистическими стволами, баллистического анализатора BA04S2 и стандартной передвижной атмосферостойкой оптической рамки WLS03-V03, соединенными между собой кабелями, входящими в комплект системы. Калибратор заряда Kistler 5357B предназначен для калибровки баллистического анализатора BA04S2.

Элементы системы, влияющие на их метрологические характеристики, защищены от несанкционированного доступа при помощи крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей и лакокрасочным покрытием.

Общий вид оборудования, входящего в состав системы приведен на рисунках 1 - 6.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2 и 5.



Рисунок 1 – Универсальный баллистический затвор UZ-2002 и измерительные баллистические стволы



Рисунок 2 - Баллистический анализатор BA04S2



а) датчик Kistler 6213B



б) датчик 3T6000



в) датчик Kistler 6215

Рисунок 3 - Датчики давления



Рисунок 4 - Стандартная передвижная атмосферостойкая оптическая рамка WLS03-V03

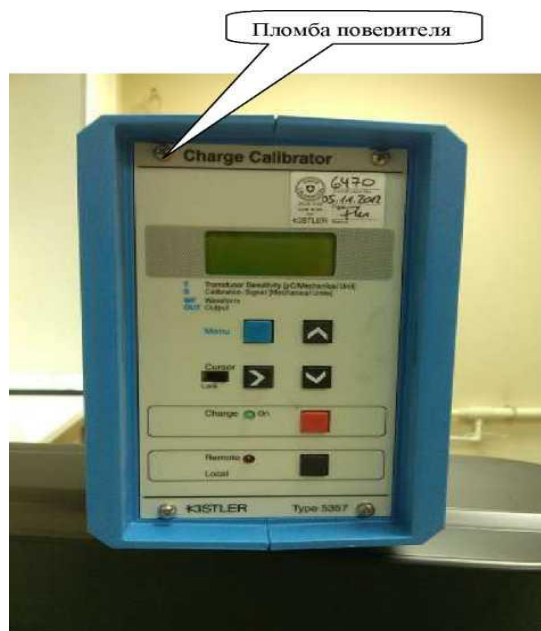


Рисунок 5 - Калибратор заряда Kistler 5357B для баллистического анализатора BA04S2



Рисунок 6 - Генератор импульса давления Kistler 6909

Программное обеспечение

ПО «BA Control V8.0 2010_09_05» включает прикладные управляющие программы, специализированные для выполнения отдельных видов испытательных работ, и общие для них вспомогательные программные и информационные файлы.

Программное обеспечение реализовано без выделения метрологически значимой части. Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик системы за пределы допускаемых значений.

Алгоритм вычисления хеш-кода всех программных файлов - MD5.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных воздействий в соответствии с Р 50.2.077- 2014: встроенного ПО - «высокий»; внешнего ПО - «средний».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	внешнее ПО	встроенное ПО
Идентификационное наименование ПО	BAControl.exe	Программа «BA Control»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V8.0 (Release 4 Build 223)	–
Цифровой идентификатор ПО	63B915BD488A46BDA8F6B4542BCF2118	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИК

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений давления газов, МПа	от 60 до 590 включ.
Средняя чувствительность, пКл/МПа	20
Пределы приведенной погрешности измерений давления газов, %	$\pm 3,5$ (γ от ВП) ¹⁾
Диапазон измерений скорости метаемого элемента (пули), м/с	от 200 до 900 включ.
Пределы приведенной погрешности измерений скорости пули, %	$\pm 0,24$ (γ от ВП) ²⁾ $\pm 0,27$ (γ от ВП) ²⁾ $\pm 0,30$ (γ от ВП) ²⁾ $\pm 0,35$ (γ от ВП) ²⁾ $\pm 0,39$ (γ от ВП) ²⁾ $\pm 0,45$ (γ от ВП) ²⁾
- в диапазоне от 200 до 400 м/с включ.	
- в диапазоне св. 400 до 500 м/с включ.	
- в диапазоне св. 500 до 600 м/с включ.	
- в диапазоне св. 600 до 700 м/с включ.	
- в диапазоне св. 700 до 800 м/с включ.	
- в диапазоне св. 800 до 900 м/с включ.	
¹⁾ γ от ВП – приведенная к верхнему пределу (ВП) измерений погрешность;	
²⁾ γ от ВП – приведенная к верхнему пределу (ВП) диапазона измерений погрешность.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Средняя наработка на отказ (To), ч, не менее	50000
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25 °C, % - атмосферное давление, мм рт.ст. (кПа)	от + 15 до +25 от 30 до 80 от 720 до 780 (от 96 до 104)
Габаритные размеры основного оборудования, входящего в состав системы (длина×ширина×высота; длина×диаметр), мм, не более	960×312×220 1350×1100×1850 500×220×170 300×220×170 218×190×647 30×M10 30×M10 38×M12
- универсальный баллистический затвор UZ-2002	
- стандартная передвижная атмосферостойкая оптическая рамка WLS03-V03	
- баллистический анализатор BA04S2	
- калибратор заряда Kistler 5357B для анализатора BA04S2	
- генератор импульса давления Kistler 6909	
- датчик давления пьезоэлектрический 3T6000	
- датчик давления пьезоэлектрический Kistler 6215	
- датчик давления пьезоэлектрический Kistler 6213BK	

Продолжение таблицы 3

Наименование параметра	Значение
Масса основного оборудования, входящего в состав системы, кг, не более	50
- универсальный баллистический затвор UZ-2002	130
- стандартная передвижная атмосферостойкая оптическая рамка WLS03-V03	8
- баллистический анализатор BA04S2	2
- калибратор заряда Kistler 5357B для анализатора BA04S2	19
- генератор импульса давления Kistler 6909	0,017
- датчик давления пьезоэлектрический 3T6000	0,012
- датчик давления пьезоэлектрический Kistler 6215	0,018
- датчик давления пьезоэлектрический Kistler 6213BK	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и в виде наклейки на корпус баллистического анализатора BA04S2.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
1 Система измерительная баллистическая в составе:	«Prototypa-ZM», инвентарный № 429177	1 шт.
1.1 Универсальный баллистический затвор	UZ-2002, № 2552	1 шт.
1.2 Баллистический анализатор	BA04S2, № 068	1 шт.
1.3 Датчик давления пьезоэлектрический	Kistler 6213BK, №1949954	1 шт.
1.4 Датчик давления пьезоэлектрический	Kistler 6215, № 5231381	1 шт.
1.5 Датчик давления пьезоэлектрический *	3T6000	1 шт.
1.6 Стандартная передвижная атмосферостойкая оптическая рамка	WLS03-V03, № 129	1 шт.
1.7 Генератор импульса давления	6909 Pressure Pulse Generation Kistler, № 3009397	1 шт.
1.8 Калибратор заряда для анализатора BA04S2	Type 5357B, № 1921896	1 шт.
1.9 Баллистический ствол калибра 7,62×54R	BT1700-1000k, № 2872	1 шт.
1.10 Баллистический ствол для измерения давления калибра 7,62x54R	BT1700-1000k, № 3425	1 шт.
1.11 Баллистический ствол для измерения давления калибра 30-06 Spring.	BR280-1000k, № 3429	1 шт.
1.12 Баллистический ствол для измерения давления калибра 30-06 Spring.	BT280-1000k, № 3421	1 шт.
1.13 Баллистический ствол для измерения давления калибра 308 Win	BT700-1000k, № 5016	1 шт.
1.14 Баллистический ствол для измерения давления калибра 308 Win.	BT700-1000k, № 5017	1 шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
1.15 Баллистический ствол для измерения давления калибра 338 Lapua Magnum	BT2530-1000k, № 5604	1 шт.
1.16 Баллистический ствол для измерения давления калибра 338 Lapua Mag.	BT2530-1000k, № 5605	1 шт.
1.17 Баллистический ствол для измерения давления калибра 9 мм Luger	BT310-1000k, №2870	1 шт.
1.18 Баллистический ствол для измерения скорости калибра 9 мм Luger	BR310-1000k, № 3423	1 шт.
1.19 Баллистический ствол для измерения давления калибра 9 мм Brow.court	BT160-1000k, №2871	1 шт.
1.20 Баллистический ствол для измерения скорости калибра 9 мм Brow.court	BR160-1000k, № 3424	1 шт.
1.21 Баллистический ствол для измерения давления калибра 9 мм Makarov	BT1600-1000k, №3422	1 шт.
1.22 Баллистический ствол для измерения скорости 9 мм Makarov	BR1600-1000k, № 3430	1 шт.
1.23 Баллистический ствол для измерения давления калибра 303 British	BT250-1000k, № 5602	1 шт.
1.24 Баллистический ствол для измерения давления калибра 303 British	BT250-1000k, № 5603	1 шт.
1.25 Баллистический ствол для измерения давления калибра 9×53R	BT2940-1000k, №3420	1 шт.
1.26 Баллистический ствол для измерения давления калибра 9,3×64	BT23-1000k, №3419	1 шт.
1.27 Баллистический затвор для установки баллистических стволов для измерения давления и скорости калибра 12,7×99 (50BrowningCIP)	BB20, №2696	1 шт.
1.28 12,7 винтовка конструкции Левашова калибра: 12,7×108	БИ-76, № ГА-153	1 шт.
1.29 Станок для сверления	VRP-K, № 2006/09	1 шт.
1.30 Монтажное приспособление для сверления отверстий с комплектом сменных вставок под калибры: 7,62x54R, 30-06 Spring., 308 Win., 338 Lapua Mag., 9 мм Luger, 9 мм Brow.court, 9 мм Makarov, 303 British, 9x53R, 9,3x64	VRP-K, № 2151	1 шт.
2 Паспорт	ПС 057-00001-2019	1 шт.
3 Руководство по эксплуатации	РЭ 057-00001-2019	1 шт.
4 Методика поверки	10.1901.2021 МП	1 шт.
* Регистрационный номер 77163-19 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 документа РЭ 057-00001-2019 «Система измерительная баллистическая «Prototypa-ZM». Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерительной баллистической «Prototypa-ZM»

ГОСТ Р 50530-2015 Патроны к гражданскому и служебному огнестрельному оружию, устройствам промышленного и специального назначения. Требования безопасности и методы испытаний на безопасность

Приказ Росстандарта от 29 июня 2018 года № 1339 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 года № 1621 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Изготовитель

Компания Prototypa-ZM, s.r.o., Чешская республика
Адрес: Чешская Республика Гудцова 553/78с, 612 00 Брно
Телефон: + 420 544 501 800 Fax: + 420 541 513 681
Web-сайт: pzm@prototypa.cz

Испытательный центр

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

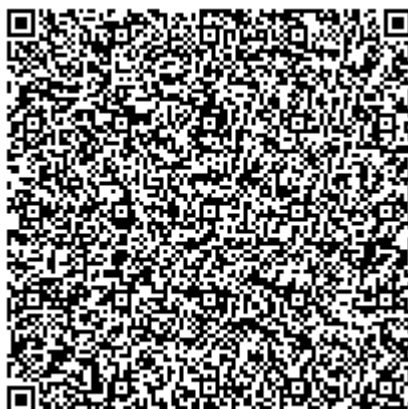
Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000 предназначены для измерений объема нефти, а также для её приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-5000 основан на заполнении их нефтью до определенного уровня, соответствующего объему продукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Тип резервуаров - стальные вертикальные цилиндрические, с номинальной вместимостью 5000 м³.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000 представляют собой металлический сосуд в форме вертикального цилиндра с плоским днищем и стационарной кровлей, оборудованный приемо-раздаточными устройствами и люками.

Заполнение и выдача нефти осуществляется через приемо-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров нанесены на шильд-таблички вблизи люков резервуаров.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-5000 расположены на территории УПН ЦКППН НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть».

Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-5000, заводской № 28, представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-5000,
заводской № 28



Рисунок 2 – Горловина и замерной люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РВС-5000, заводской № 28

Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-5000, заводской № 29, представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического РВС-5000, заводской № 29



Рисунок 4 – Горловина и замерной люк резервуара стального горизонтального цилиндрического РВС-5000, заводской № 29

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-5000 не предусмотрено.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке резервуаров и в градуировочной таблице на листах в местах подписи поверителя.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	±0,10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	12696
- диаметр	22900
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -40 до +40

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-5000, зав. № 28	-	1 шт.
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-5000, зав. № 29		1 шт.
Паспорт	-	2 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Методика измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-5000

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Востокмонтажгаз»

(ООО «Востокмонтажгаз»)

ИНН 1644040780

Адрес: 423200, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Монтажная, д. 5

Телефон: +7 (855) 944-92-15

Web-сайт: <http://vmg-rt.ru>

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

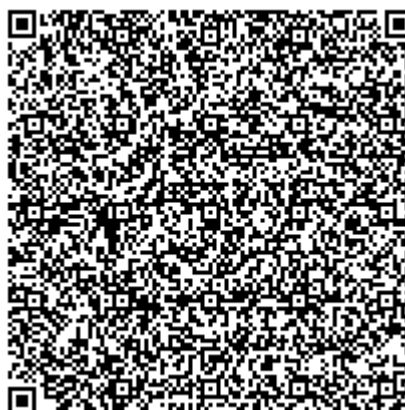
Адрес: 420029, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

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

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84714-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭСК «Горкунов» (ТК БЕЛОГОРСКИЙ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭСК «Горкунов» (ТК БЕЛОГОРСКИЙ) (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 и работающего под управлением программного обеспечения ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени. ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных и автоматизированные рабочие места (АРМ).

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;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- 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 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.

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 информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80030, 80040, 51070 и др., заверенных электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 от счетчиков до коммуникатора;
- посредством сети Интернет через провайдера и оператора сотовой связи GSM для передачи данных от коммуникатора до ИБК;
- посредством сети Интернет через провайдера (основной канал) и сети сотовой связи GSM (резервный канал) для передачи данных от ИБК во внешние системы;
- посредством сети Интернет через провайдера для передачи данных с сервера баз данных на АРМ.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-2. УСВ-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU), часов сервера с периодичностью не реже 1 раза в сутки. При каждом опросе счетчиков, сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (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 на формуляр.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

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	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	РП-10 кВ, 1 СШ, яч. №3	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47583-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	РП-10 кВ, 2 СШ, яч. №18	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 К _{тн} =10000/√3/ 100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	УСВ-2 Рег. № 41681-10; сервер ИВК ПК «Энергосфера»

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 ИВК АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. 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 ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %
1, 2	0,50	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _w ^A %	δ _w ^P %	δ _w ^A %	δ _w ^P %	δ _w ^A %	δ _w ^P %
1, 2	0,50	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-

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

Примечание:

I₅ – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;
I₂₀ – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
I₁₀₀ – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
I₁₂₀ – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
I_{изм} –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
δ_{wo}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии;
δ_{wo}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении реактивной электрической энергии;
δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности Р=0,95 при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	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, сутки, 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.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра 123.411711.005.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭСК «Горкунов» (ТК БЕЛОГОРСКИЙ). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
ИВК	Энергосфера	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭСК «Горкунов» (ТК БЕЛОГОРСКИЙ). Формуляр	123.411711.005.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 «ЭСК «Горкунов» (ТК БЕЛОГОРСКИЙ)» 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 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭСК «Горкунов» (ТК БЕЛОГОРСКИЙ)

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Горкунов»»
(ООО «ЭСК «Горкунов»)

ИНН 5433970181

Адрес: 630099, Российская Федерация, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, 40, офис 4603

Телефон: +7 (383) 349-93-96

Испытательный центр

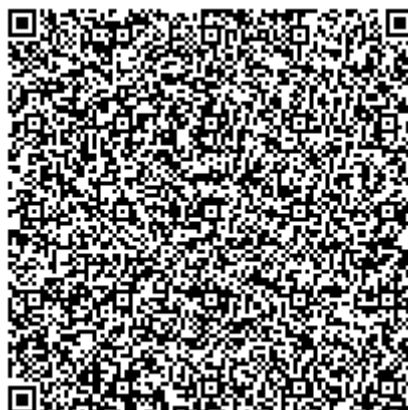
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических
измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по
проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от
14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84713-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, транспортируемой по трубопроводам, с применением преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователей объемного расхода, плотности, температуры и давления поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН конструктивно состоит из блока измерительных линий (БИЛ) в составе трех рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ); блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК); системы обработки информации.

В состав СИКН входят измерительные компоненты, приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты, утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM Dy от 2” до 16”, MVTM Dy 10”* (далее - ТПР)	16128-10

Продолжение таблицы 1

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+, модели S600+ ** (далее - ИВК)	38623-11
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-05
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10
Датчики температуры 644, 3144P	39539-08
Преобразователи измерительные 644, 3144P	14683-09
Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P	56381-14
Расходомер UFM 3030	32562-09
Расходомер ультразвуковой, UFM 3030	48218-11
* - первичные измерительные преобразователи измерительных каналов объема (объемного расхода) нефти. ** - измерительные компоненты измерительных каналов объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть измерительного канала).	

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта с использованием результатов определения массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение давления и температуры нефти автоматическое и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) ИК объемного расхода рабочих ИЛ по контрольно-резервной ИЛ;
- проведение поверки и КМХ ИК объемного расхода с применением установки поверочной трубопоршневой двунаправленной;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на точность измерений, средства измерений снабжены средствами защиты. Заводской номер СИКН нанесен на шильдик, установленный на СИКН.

Схема пломбировки СИКН от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки на ТПР представлена на рисунке 1. Знак поверки наносится давлением на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

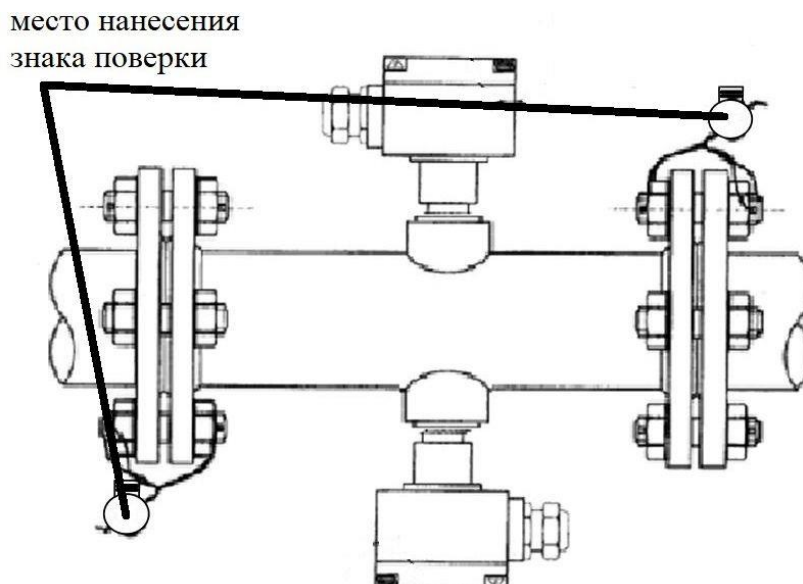


Рисунок 1 – Схема нанесения знака поверки СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО СИКН реализовано в ИВК и ПО автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2. Метрологические характеристики системы указаны с учетом влияния ПО. Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллеры FloBoss S600+	ПО АРМ Оператора «Metering-AT»
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app	MeteringAT.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.09e/09e	1.2.5.0
Цифровой идентификатор ПО	0259	2c965f74cac3ced8b8c2a8cbf4569c5a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 - Метрологические характеристики (МХ) СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемного расхода *, м ³ /ч	от 383 до 6400
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	± 0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	± 0,35
* - указан максимальный диапазон измерений, фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные МХ измерительных каналов (ИК)

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
2	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
3	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
4	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 405 до 1809 м ³ /ч	±0,15 %
5	ИК объемного расхода нефти	1 (БИЛ)	ТПР	Аналоговые входы ИВК	от 383 до 1900 м ³ /ч	±0,15 %* ±0,10 %**

* - пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве резервного.

** - пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного.

Таблица 5 - Технические характеристики СИ

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38/220±22 50±1
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Режим работы СИКН	Непрерывный, автоматизированный
Физико-химические показатели измеряемой среды: - плотность при температуре измеряемой среды 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³ - давление, МПа - температура, °С - массовая доля воды, %, не более - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более - массовая доля механических примесей, %, не более - содержание свободного газа - вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с	от 830 до 900 от 2,07 до 4,0 от -8* до +40 1,0 900 0,05 не допускается от 5,0 до 60,0
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещении, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % - атмосферное давление, кПа	от -20 до +50 от +5 до +25 от 45 до 80 от 84,0 до 106
Срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20 000
* - влагомер применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С. Перед БИК установлен подогреватель нефти для поддержания рабочей температуры нефти в БИК от +5 °С до +50 °С.	

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка», заводской № 2012-002	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации СИКН	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 922 ООО «Транснефть - Порт Козьмино».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 922 ПСП «Находка»

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Рос-стандарт) от 07.02.2018 № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)

ИНН: 7719606403

Юридический адрес: Россия, 301087, Тульская обл., Чернский район, пос. Воропаевский.

Почтовый адрес: Россия, 115054, г. Москва, Стремянный переулок, д. 38.

Тел./факс: 8 (495) 544-11-35, 8 (495) 544-11-36

Испытательный центр

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

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

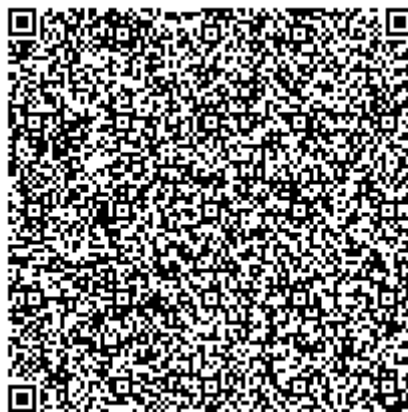
Юридический адрес: 190005, Россия, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84712-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы автоматического действия АС75

Назначение средства измерений

Весы автоматического действия АС75 (далее – весы) предназначены для измерения массы и сортировки готовых коробок с фасованной продукцией.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента тензометрического датчика, возникающей под действием силы тяжести и выталкивающей силы воздуха, действующих на взвешиваемый объект, в аналоговый электрический сигнал, который в свою очередь преобразуется аналого-цифровым преобразователем в цифровой сигнал.

Конструктивно весы состоят из следующих модулей, устанавливаемых на металлическую раму и соединенных системой обмена данными: весового модуля с грузовым конвейером и грузоприемным устройством и шкафа управления с модулем терминала Checkweighing Unit Type 908.

Весы встроены в комплексную линию производства и фасовки литиевых (консистентных) смазок фирмы «Ralot», Италия, установленную в АО «Газпромнефть ОНПЗ», г.Омск.

Груз (фасованный товар) взвешивается при его перемещении по транспортеру через грузоприемное устройство. Весовой модуль оборудован фотоэлементами для распознавания единиц подаваемого груза.

Шкаф управления предназначен для обработки сигнала весоизмерительного датчика и последующий пересчет его в единицы массы, программирования и выбора режимов работы весов, а также индикации результатов взвешивания.

Весы оснащены следующими функциями:

- подсчета количества единиц фасованного товара, масса которого выходит за верхний и (или) нижний задаваемые оператором пределы;
- подсчета числа единиц фасованного товара, а также общей массы и среднего арифметического значения массы единицы фасованного товара;
- подсчета числа единиц фасованного товара в партии;
- подсчета средней массы фасованного товара в партии;
- суммирования массы фасованного товара в партии;
- памяти на 50 программ работы.

Терминология и наименования метрологических характеристик приведены в соответствии ГОСТ Р 54796-2011 «Устройства весоизмерительные автоматические. Часть 1. Метрологические и технические требования. Методы испытаний».

Информация с весов может быть сконфигурирована оператором и передана на внешние электронные устройства, в систему управления линией розлива и упаковки смазочных масел с помощью интерфейсов: RS232, 4-20 мА, Ethernet.

Маркировочная табличка с заводским номером весов расположена на боковой панели модуля терминала. Заводской номер имеет цифровой формат, нанесен типографским способом. К весам данного типа относятся весы с заводским номером 20/085/3.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид весов автоматического действия АС75

Пломбирование и нанесение знака поверки на весы не предусмотрены.

Программное обеспечение

Весы оснащены встроенным программным обеспечением. Идентификационное наименование программного обеспечения высвечивается при включении весов.

В программном обеспечении предусмотрено два уровня доступа – пользовательский и сервисный режимы работы. Основные функции метрологически значимой части программного обеспечения: обработка сигнала с весоизмерительных датчиков и последующий пересчет их в единицы массы, хранение программ и результатов работы весов. Формирование набора данных для индикации на дисплее, задание верхнего и (или) нижнего пределов фасованного товара для отбраковки, процедур калибровки доступны только из сервисного уровня. Обращение к метрологически незначимой части программного обеспечения из пользовательского уровня доступа – настройки дисплея, формата представления на дисплее результатов измерений, просмотр текущей информации о режиме работы весов и данных взвешивания.

Метрологически значимая часть программного обеспечения заложена в процессе производства и защищена от доступа и изменения паролем.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PASKITAL
Номер версии ПО (идентификационный номер)	не ниже 2.38
Цифровой идентификатор ПО	-

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наибольший предел взвешивания (Max), г	35 000
Наименьший предел взвешивания (Min), г	2 500
Действительное значение интервала шкалы (d), г	5
Цена поверочного деления (e), г	5
Пределы допускаемой средней погрешности при автоматической работе при первичной поверке (в эксплуатации), г, в интервалах взвешивания: от Min до 5000 г включ. св. 5000 г до 10000 г включ. св. 10000 г до Max	± 10 (± 10) ± 10 (± 15) ± 15 (± 20)
Предел допускаемого стандартного отклонения погрешности при автоматической работе при первичной поверке (в эксплуатации), в интервалах взвешивания: от Min до 10000 г включ. св. 10000 г до 15000 г включ. св. 15000 г до Max	0,08% (0,1 %) 8 г (10 г) 0,053% (0,067%)
Пределы допускаемой средней погрешности при неавтоматической работе в режиме статического взвешивания при первичной поверке (в эксплуатации), г, в интервалах взвешивания: от Min до 5000 г включ. св. 5000 г до 10000 г включ. св. 10000 г до Max	± 10 (± 10) ± 10 (± 15) ± 15 (± 20)

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Скорость взвешиваний (максимальная), шт./мин	2
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230 50
Потребляемая мощность, В·А, не более	2 200
Габаритные размеры весов, мм, не более - длина - ширина - высота	2530 1977 1393
Масса весов, кг, не более	353
Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °С	от +15 до +30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации и технического обслуживания типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы автоматического действия	АС75	1 шт.
Руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4.2 «Эксплуатация» Руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию.

Нормативные документы, устанавливающие требования к весам автоматического действия АС75

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 года № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

Изготовитель

Фирма «Packital S.r.l.», Италия
Адрес: Via Cardano 40, 43036 Fidenza (Parma)
Телефон: 0524 527260, факс: 0524 528260
Web-сайт: <http://www.packital.it>
E-mail: mail@packital.it

Испытательный центр

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

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4
Телефон (факс): +7(343) 350-26-18, +7(343) 350-20-39
Web-сайт: <http://www.uniim.ru>, e-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер RA.RU. 311373 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-3000 предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические, номинальной вместимостью 3000 м³.

Принцип действия резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-3000 основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой наземный вертикально расположенный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-3000 с заводскими номерами 11, 14 расположены по адресу: 678562, Республика Саха (Якутия), Усть-Янский район, п. Нижнеянск, филиал «Нижнеянская нефтебаза» АО «Саханефтегазсбыт».

Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-3000 представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-3000 с заводским номером 11

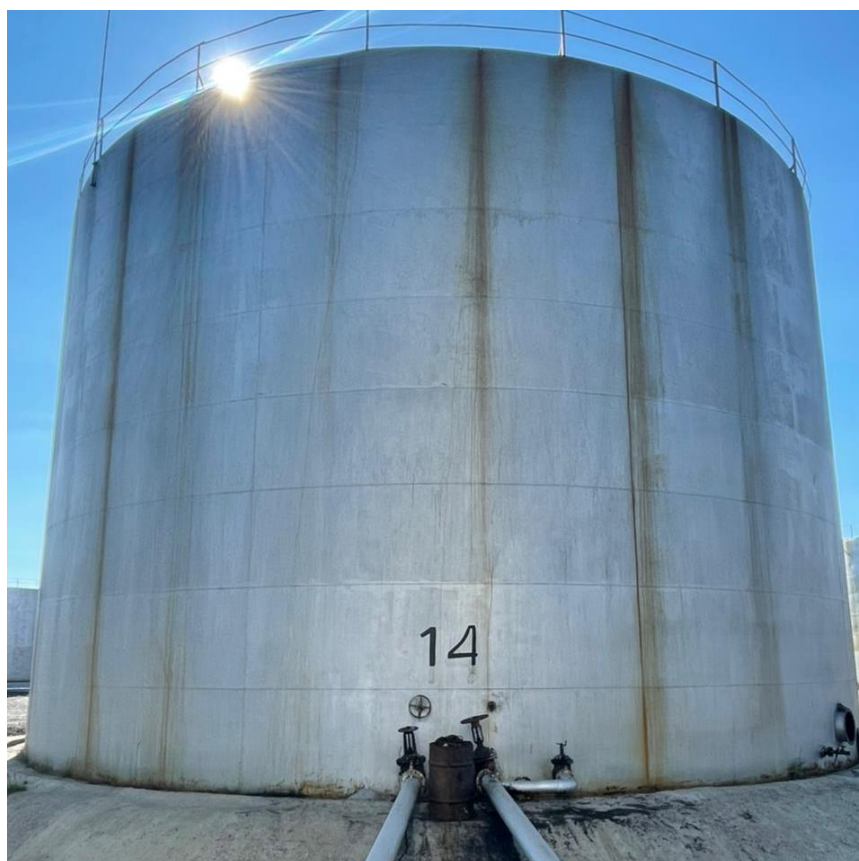


Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВС-3000 с заводским номером 14

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-3000 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	3000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-3000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-3000

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

Изготовитель

Акционерное общество «Саханефтегазбыт» (АО «Саханефтегазбыт»)
ИНН 1435115270
Адрес: 677000, г. Якутск, ул. Чиряева, д. 3
Телефон/ факс: +7 (4112) 31-88-30/ (4112) 45-30-06
Web-сайт: www.saxaneftegazbyit.rf
E-mail: oil@unp.ru

Испытательный центр

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

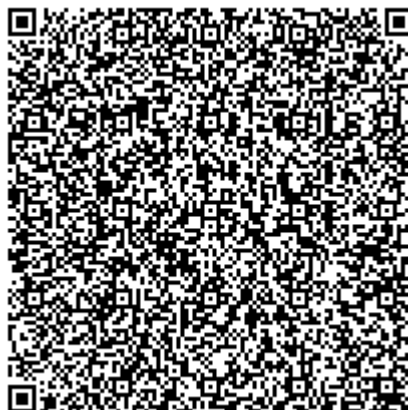
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84710-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы влаги COMPUTRAC Vapor Pro XL

Назначение средства измерений

Анализаторы влаги COMPUTRAC Vapor Pro XL (далее – анализаторы) предназначены для измерений массовой доли влаги (влажности) в монолитных, листовых, сыпучих, пастообразных материалах, водных суспензиях и неводных жидкостях по специально разработанным методикам измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия анализатора основан на непрерывном измерении полимерным датчиком относительной влажности паро-газовой смеси, выделяющейся из анализируемой пробы при нагреве и переносимой газом-носителем. При проведении анализа проба заданной массы помещается в герметически закрытый стеклянный флакон, который автоматически загружается в печь с заданной температурой. Содержимое флакона продувается постоянным потоком газа-носителя, в качестве которого применяется осушенный воздух или азот. Содержание влаги в паро-газовой отводимой смеси непрерывно определяется датчиком относительной влажности. В момент, когда влажность отводимой смеси снижается до установленного критерия остановки анализа, измерение автоматически прекращается. По завершении измерений программное обеспечение анализатора автоматически рассчитывает количество и массовую долю воды в пробе. Масса пробы вводится оператором с панели блока управления или считывается автоматически с подключенных весов. В анализаторе предусмотрены предварительная продувка стеклянного флакона для удаления остаточной влаги или проведение холостого опыта.

Анализатор представляет собой стационарный прибор настольного исполнения, и состоит из измерительного блока, включающего печь, загрузчик флакона, регулятор потока газа, датчик относительной влажности, блока управления с сенсорной панелью и блока осушки газа. К загрузчику флаконов может быть установлен автоподатчик проб.

Отображение заданных параметров сушки, текущих результатов измерения (величина дрейфа, текущее количество воды в пробе) и конечных результатов измерения (абсолютное содержание воды в пробе и массовая доля воды в пробе) осуществляется сенсорной панелью.

На задней панели анализатора расположен разъем для подключения баллонов со сжатым газом или генератора сухого воздуха, давление на входе в анализатор от 118 до 152 кПа и 100 кПа соответственно.

Анализатор имеет следующие интерфейсы: USB для подключения принтера, клавиатуры или флеш-накопителя, последовательный порт для весов и юстировки температуры печи, USB-разъем для подключения к персональному компьютеру, Ethernet.

Анализатор может быть дооснащен комплектом для юстировки температуры и расходными материалами для юстировки определения воды.

Маркировочные таблички с серийным номером, наименованием и производителем анализатора расположены: одна на передней панели анализатора методом наклейки, вторая на задней панели типографским способом. Серийный номер имеет цифровой формат.

Общий вид анализатора представлен на рисунке 1.

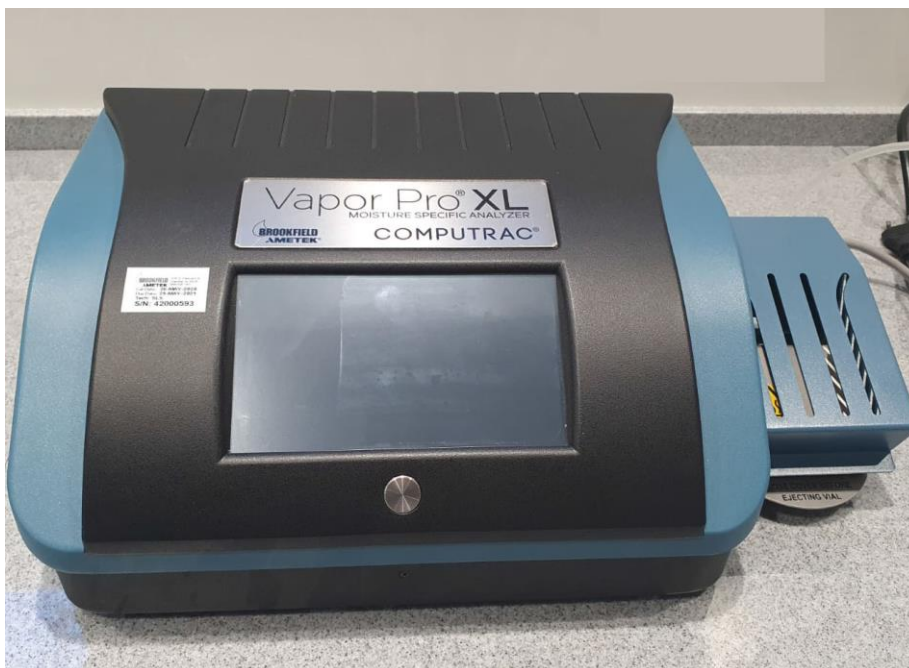


Рисунок 1 – Общий вид анализатора

Пломбирование и нанесение знака поверки на анализатор не предусмотрено.

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены встроенным программным обеспечением (ПО), позволяющим управлять параметрами измерений, сохранять настройки анализатора, результаты измерений. ПО анализатора заложено при производстве и защищено от доступа и изменения, может быть обновлено до актуальной версии с флеш-накопителя при получении соответствующих файлов от производителя.

ПО анализаторов обеспечивает хранение до 250 программ сушки (включая заводские тестовые программы), и до 1000 результатов анализа (при этом последние 100 результатов анализа сохраняются в том числе, в графическом виде, включая промежуточные результаты измерений).

Влияние ПО на метрологические характеристики анализаторов учтено при нормировании их характеристик. Уровень защиты программного обеспечения анализатора «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	COMPUTRAC Vapor Pro
Номер версии ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массовой доли воды, %	от 0,001 до 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой доли воды, %, в поддиапазонах измерений: от 0,001 до 0,1 % включ. св. 0,1 до 100 % включ.	± 15 ± 10
Пределы допускаемого относительного среднеквадратичного отклонения результатов измерений массовой доли воды, % в поддиапазонах измерений: от 0,001 до 0,1 % включ. св. 0,1 до 100 % включ.	5 3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон устанавливаемых температур сушки, °С	от 25 до 300
Дискретность устанавливаемых температур сушки, °С	1
Габаритные размеры, мм, не более – длина – высота – ширина	470 279 172
Масса, кг, не более	8
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 220 до 240 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более	800
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха, %, не более при температурах от 5 °С до 30°С при температурах от 30 °С до 40°С	от 5 до 40 80 50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом и на заднюю панель анализатора методом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Анализатор влаги	COMPUTRAC Vapor Pro XL	1 шт.
2 Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
3 Принадлежности для анализатора	-	1 шт.
4 Комплект для юстировки температуры	990-0165	1 шт.
5 Расходные материалы для юстировки определения воды (комплект):		
– виала (флакон) (100 шт./упаковка)	990-0229	1 шт.
– септа для виал (100 шт./упаковка)	990-0207	
– капилляр на 1 мкл (100 шт./упаковка)	990-0150	
Примечание к таблице – позиции 4, 5 поставляются по отдельному заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 15 «Определение оптимальных параметров измерений» и разделе 16 «Выполнение измерений» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам влаги COMPUTRAC Vapor Pro XL

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2832 от 29 декабря 2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания воды в твердых и жидких веществах и материалах»

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2818 от 29.12.2018 года «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы».

Техническая документация фирмы «AMETEK Brookfield», США

Изготовитель

Фирма «AMETEK Brookfield», США

Адрес: 3375 North Delaware Street, Chandler, AZ, 85225 U.S.A.

Телефон: +1-602-281-1745, факс: +1-602-281-1745

Web-сайт: www.brookfieldengineering.com

E-mail: salesall.azic@ametek.com

Испытательный центр

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

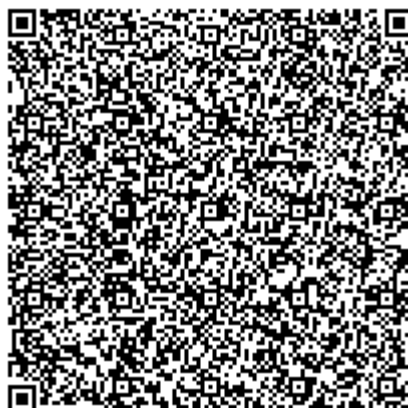
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

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

Web-сайт: <http://www.uniim.ru/>

E-mail: uniim@uniim.ru

Регистрационный номер № RA.RU. 311373 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84709-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-40

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-40 предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные горизонтальные цилиндрические, номинальной вместимостью 40 м³.

Принцип действия резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-40 основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-40 представляют собой горизонтально установленный стальной односекционный сосуд цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами подземного расположения.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные устройства.

Заводские номера резервуаров наносятся на табличку.

Резервуары РГС-40 с заводскими номерами 299, 302 расположены по адресу: Самарская область, Кинельский район, с. Парфеновка, НПС «Самара-1» Самарское РНУ, АО «Транснефть – Приволга».

Общий вид резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-40, представлен на рисунках 1, 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-40

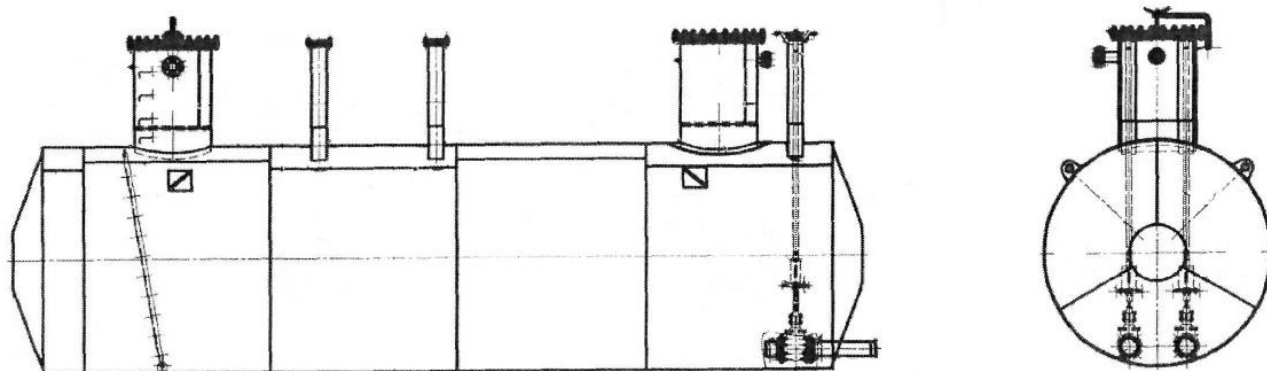


Рисунок 2 – Эскиз общего вида резервуаров РГС-40

Пломбирование резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических РГС-40 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	40
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,25

Таблица 2 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-40	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-40

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИТС Металлоконструкции»
(ООО «ИТС МК»)
ИНН 1658185458
Адрес: 420051, г. Казань, ул. Тэцевская, 281, офис 303
Телефон: +7 (843) 572-01-20
Web-сайт: www.itsmk.ru
E-mail: itsmk@invent.group

Испытательный центр

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

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

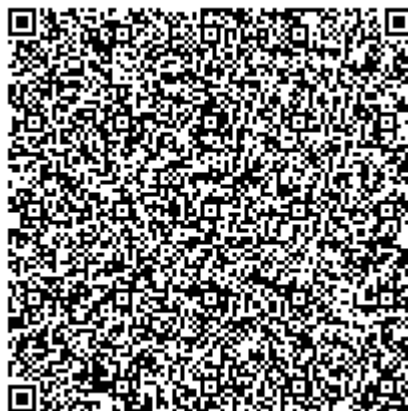
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310592



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-10000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-10000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Номер резервуара наносится аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-10000 заводские №№ Р-5, Р-6 расположены:

Тюменская обл., Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), Пуровский р-он, ООО «Харампурнефтегаз», Пункт подготовки и сбора нефти ЦТП Харампурского месторождения.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-10000

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.
Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и градуировочную таблицу.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,10

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-10000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-10000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 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»

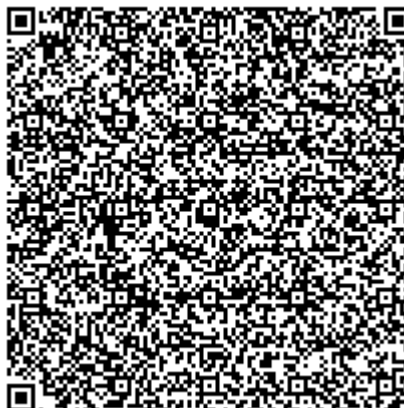
Изготовитель

Акционерное общество «АП Саратовский завод резервуарных металлоконструкций»
(АО «АП РМК»)
ИНН 6453009475
Адрес: 410052, г. Саратов, пр-т 50 лет Октября, д. 134

Испытательный центр

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

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1
Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312187



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Угольники поверочные 90°

Назначение средства измерений

Угольники поверочные 90° (далее по тексту – угольники) предназначены для измерений плоских прямых углов контактным методом.

Описание средства измерений

Принцип действия угольников основан на сравнении просвета между измерительными поверхностями угольника и контролируемым взаимно-перпендикулярным расположением плоскостей деталей или каких-либо поверхностей с «образцом просвета», составленного из концевых мер длины, притертых к плоской стеклянной пластине.

Угольники представляют собой стальные изделия с термической и механической обработкой.

Угольники выпускаются в следующих модификациях:

- УП – угольники слесарные плоские;
- УШ – угольники слесарные с широким основанием.

Каждая модификация угольников имеет ряд исполнений, которые отличаются друг от друга размерами и классами точности (см. таблицу 1).

Общий вид угольников, обозначение основных размеров и поверхностей представлены на рисунках 1-3.

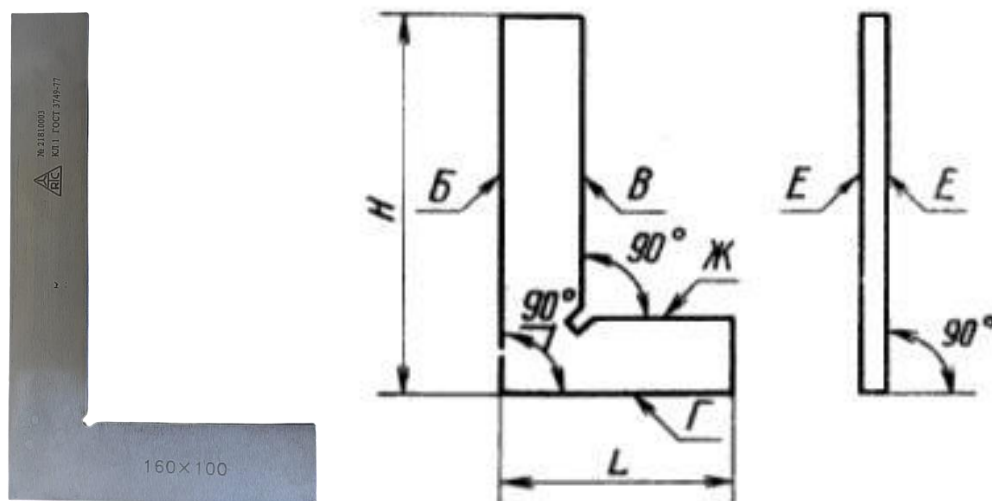


Рисунок 1 – Общий вид угольников УП,
обозначение основных размеров и поверхностей

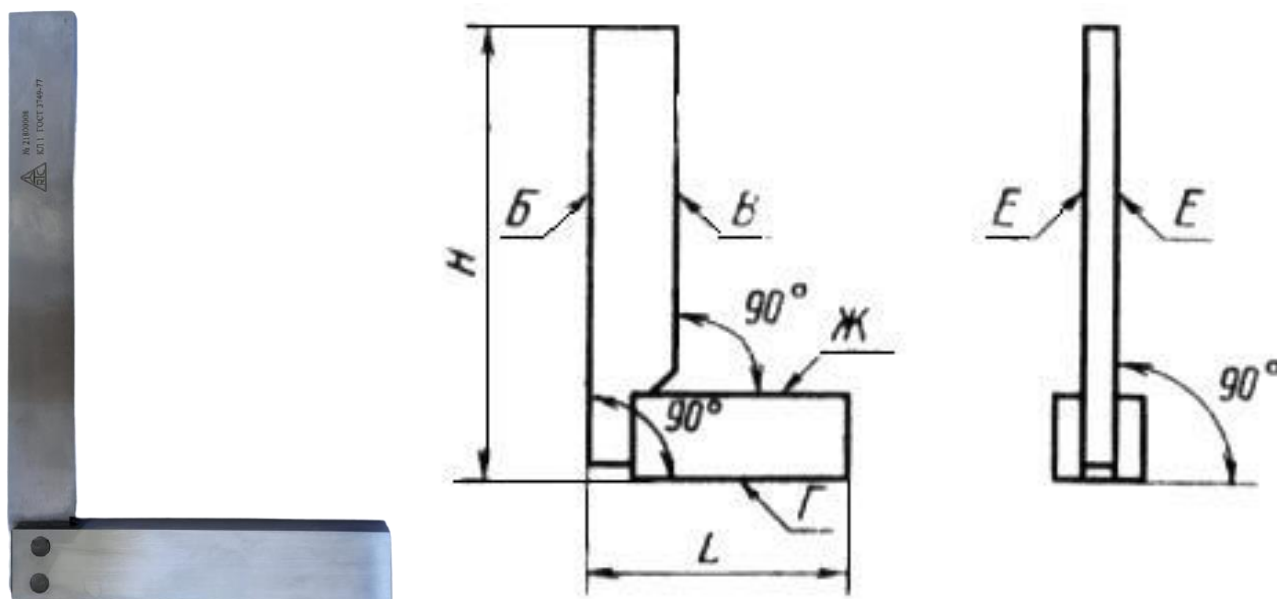


Рисунок 2 – Общий вид угольников УШ (исполнение 1),
обозначение основных размеров и поверхностей

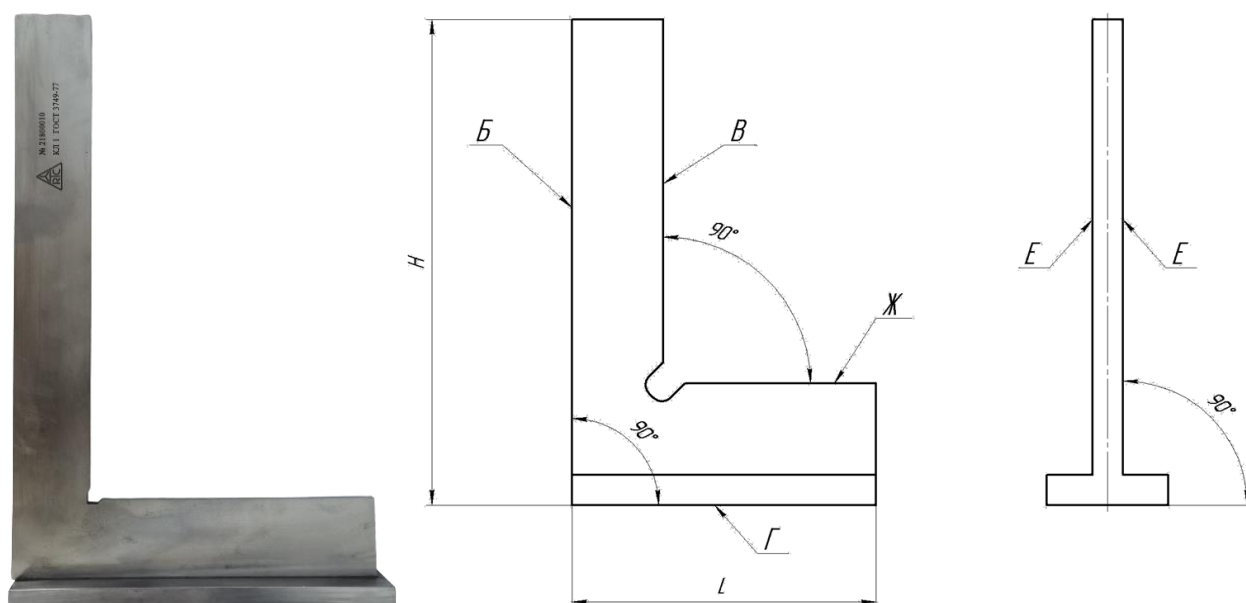


Рисунок 3 – Общий вид угольников УШ (исполнение 2),
обозначение основных размеров и поверхностей

Пломбирование угольников не предусмотрено.

Заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений, наносятся на угольники лазерной гравировкой и в паспорт типографским способом.

Нанесение знака поверки на угольники не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Основные размеры, классы точности и допуски перпендикулярности измерительных поверхностей *Б* и *В* к опорным поверхностям *Г* и *Ж* на длине *Н*

Модификация	<i>H</i> , мм	<i>L</i> , мм	Допуск перпендикулярности измерительных поверхностей <i>Б</i> и <i>В</i> к опорным поверхностям <i>Г</i> и <i>Ж</i> на длине <i>H</i> , мкм		
			класс точности		
			0	1	2
УП	60	40	—	5,0	13,0
	100	60	—	6,0	15,0
	160	100	—	7,0	18,0
	250	160	—	9,0	22,0
	400	250	—	12,0	30,0
УШ	60	40	2,5	5,0	13,0
	100	60	3,0	6,0	15,0
	160	100	3,5	7,0	18,0
	250	160	4,5	9,0	22,0
	400	250	6,0	12,0	30,0
	630	400	8,0	16,0	40,0
	1000	630	—	20,0	40,0

Таблица 2 – Допуски плоскостности измерительных поверхностей *Б* и *В*, допуски плоскостности и параллельности опорных поверхностей *Г* и *Ж* на длине *Н*, допуски перпендикулярности боковых поверхностей *Е* к опорной поверхности *Г*

H , мм	Допуск, мкм											
	плоскостности измерительных поверхностей B и B			плоскостности опорных поверхностей Γ и $\mathcal{K}$			параллельности опорных поверхностей Γ и $\mathcal{K}$			перпендикулярности боковых поверхностей E к опорной поверхности Γ		
	класс точности											
	0	1	2	0	1	2	0	1	2	0	1	2
60	1,0	2,0	4,0	1,5	2,5	5,0	2,5	5,0	10,0	40	40	125
100	1,0	2,0	4,0	1,5	2,5	5,0	3,0	6,0	12,0	50	50	160
160	1,5	3,0	6,0	2,0	4,0	8,0	3,5	7,0	14,0	60	60	200
250	1,5	3,0	6,0	2,0	4,0	8,0	4,5	9,0	18,0	80	80	250
400	2,5	5,0	10,0	3,0	6,0	12,0	6,0	12,0	25,0	100	100	320
630	3,0	6,0	12,0	4,0	8,0	16,0	8,0	16,0	30,0	125	125	400
1000	—	10,0	20,0	—	12,0	24,0	—	24,0	40,0	—	160	500

Таблица 3 – Параметр шероховатости измерительных, опорных, боковых, торцевых поверхностей, скосов и фасок

Модификация	H, мм	Параметр шероховатости поверхностей Ra на базовой длине 0,25 мм, мкм, не более						Параметр шероховатости поверхностей Ra на базовой длине 0,8 мм, мкм, не более
		измерительных Б и В			опорных Г и Ж			боковых, торцевых, скосов, фасок
		класс точности						
		0	1	2	0	1	2	
УП	60	—	0,08	0,16	—	0,16	0,32	0,63
	100	—	0,08	0,16	—	0,16	0,32	0,63
	160	—	0,08	0,16	—	0,16	0,32	0,63
	250	—	0,08	0,16	—	0,16	0,32	0,63
	400	—	0,08	0,16	—	0,16	0,32	0,63
УШ	60	0,08	0,08	0,16	0,32	0,32	0,63	1,25
	100	0,08	0,08	0,16	0,32	0,32	0,63	1,25
	160	0,08	0,08	0,16	0,32	0,32	0,63	1,25
	250	0,08	0,08	0,16	0,32	0,32	0,63	1,25
	400	0,08	0,08	0,16	0,32	0,32	0,63	1,25
	630	0,16	0,16	0,32	0,63	0,63	0,63	1,25
	1000	—	0,16	0,32	—	0,63	0,63	1,25

Примечание – На опорных поверхностях угольников УШ 1 класса точности размером свыше 400 мм и угольников УШ 2 класса точности базовая длина устанавливается 0,8 мм.

Таблица 4 – Допускаемые статические нагрузки на соединение линейки угольников УШ

<i>H</i> , мм	Нагрузка, кгс (Н), не более
60	20 (196)
100	20 (196)
160	20 (196)
250	30 (294)
400	30 (294)
630	30 (294)
1000	40 (392)

Таблица 5 – Габаритные размеры и масса

Модификация	<i>H</i> , мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
		высота	длина	ширина	
УП	60	60	40	6	0,10
	100	100	60	6	0,20
	160	160	100	6	0,40
	250	250	160	8	1,10
	400	400	250	10	1,60

Продолжение таблицы 5

Модификация	H, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
		высота	длина	ширина	
УШ	60	60	40	20	0,18
	100	100	60	22	0,25
	160	160	100	28	0,65
	250	250	160	36	1,15
	400	400	250	38	3,00
	630	630	400	42	6,30
	1000	1000	630	45	12,50

Таблица 6 – Условия эксплуатации и средний срок службы

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - изменение температуры, °С/ч	от +16,5 до +23,5 0,5
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Угольники поверочные 90°	—	1 шт.
Футляр	—	1 шт.
Паспорт	УП.01.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к угольникам поверочным 90°

ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90°. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Русская Инструментальная Компания» (АО «РИК»)

ИНН 2634059946

Адрес: 355000, г. Ставрополь, ул. Объездная, д. 27

Телефон (факс): (8652) 95-09-01, 58-31-22, 58-31-23

Сайт: <https://rik-instrument.ru>

E-mail: rik-info@yandex.ru

Испытательный центр

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

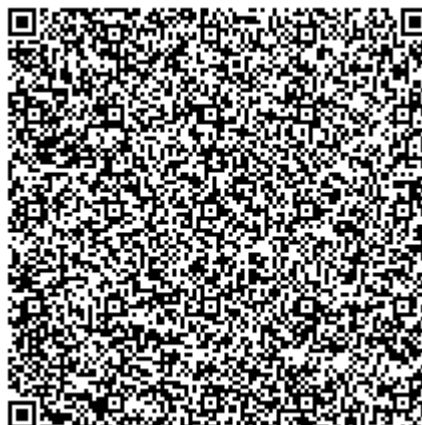
Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

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

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311670



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Электрокардиографы ECG

Назначение средства измерений

Электрокардиографы ECG (далее – электрокардиографы) предназначены для измерений частоты сердечных сокращений, временных и амплитудных параметров элементов электрокардиографических сигналов (далее – ЭКГ-сигналы), регистрации электрических потенциалов сердечной деятельности пациента.

Описание средства измерений

Электрокардиографы представляют собой измерительные блоки с возможностью подключения кабеля пациента и комплекта электродов.

Принцип действия электрокардиографов основан на измерении электрических потенциалов сердца посредством накладываемых на кожу электродов с последующим усилением, обработкой и одновременной регистрацией ЭКГ-сигналов по двенадцати каналам. Электрокардиографы в реальном режиме времени отображают и регистрируют ЭКГ-сигналы в стандартных и грудных отведениях, а также осуществляют автоматический анализ электрокардиограммы с выдачей кратких заключений.

Электрокардиографы выпускаются в следующих модификациях: ECG80A, ECG90A, ECG300G, ECG300GA, ECG300GT, ECG600G, ECG1200G, которые отличаются внешним видом, массой и габаритными размерами, значениями чувствительности и скоростью движения носителя записи.

Конструктивно электрокардиографы состоят из блока основного (далее – блок), кабеля ЭКГ с разъемами и комплекта проводов отведений с электродами. Пользовательский интерфейс электрокардиографов поддерживается сенсорной (для модификаций ECG300GT, ECG600G и ECG1200G) и кнопочной панелью для выбора характеристик регистрации ЭКГ-сигналов, графическим ЖК-дисплеем для наблюдения текущего режима работы. На боковой панели блока электрокардиографов имеются разъемы для подключения адаптера питания, разъемы SD-порт (для модификации ECG90A), USB и LAN (для модификации ECG1200G). Питание электрокардиографов осуществляется от сети переменного тока и от батареи аккумуляторной встроенной.

Нанесение знака поверки на электрокардиографы не предусмотрено. Заводской номер состоит из цифрового обозначения и наносится на корпус с нижней стороны электрокардиографа.

Общий вид электрокардиографов представлен на рисунке 1.



Модификация ECG80A



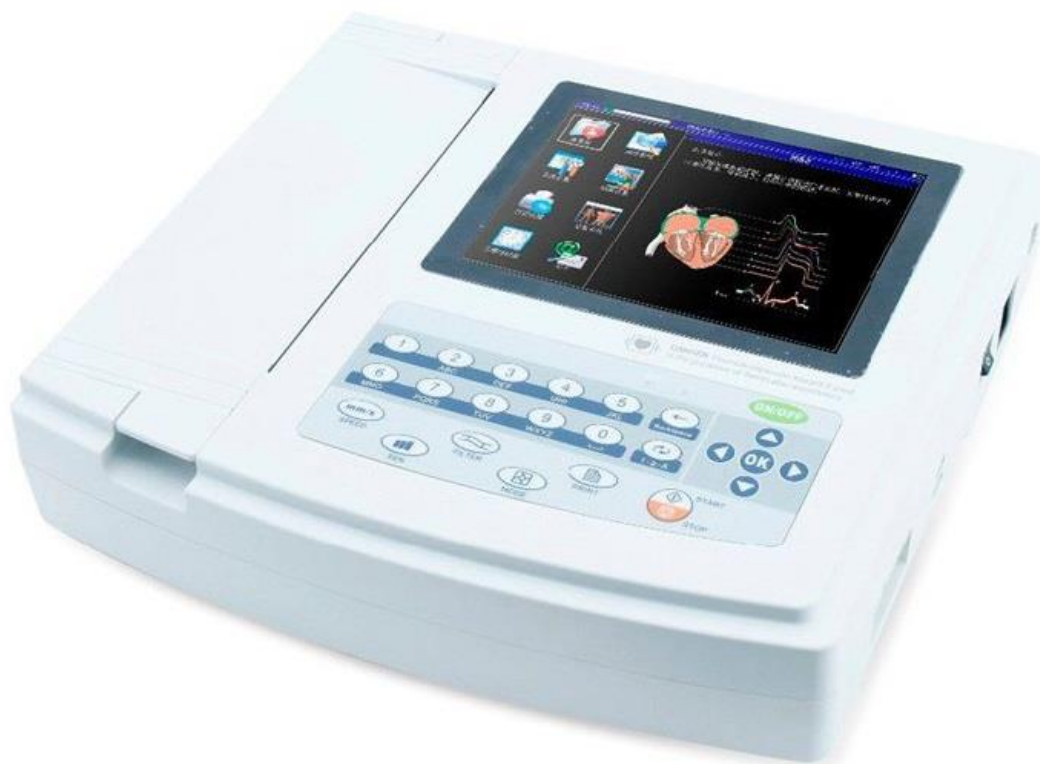
Модификация ECG90A



Модификации ECG300G, ECG300GA, ECG300GT



Модификация ECG600G



Модификация ECG1200G

Рисунок 1 – Общий вид электрокардиографов

Пломбирование электрокардиографов от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) электрокардиографов установлено в памяти внутреннего контроллера и служит для управления режимами работы, выбора встроенных измерительных и вспомогательных функций.

ПО идентифицируется после включения электрокардиографа в соответствующем разделе меню пользователя.

ПО реализовано без выделения метрологически значимой части.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ECG
Номер версии (идентификационный номер ПО) ECG80A ECG90A ECG300G, ECG300GA, ECG300GT ECG600G ECG1200G	не ниже 081110BLDS не ниже 1.46 не ниже 200116 не ниже 7.02 не ниже 7.02

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений входных напряжений, мВ	от -5 до +5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений входных напряжений, %	±5
Диапазон измерений временных интервалов, мс	от 10 до 1333
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений временных интервалов в диапазоне от 10 до 100 мс включ., мс	5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений временных интервалов в диапазоне св. 100 до 1333 мс, %	5
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения калибровочного напряжения 1 мВ, %	±5
Напряжение внутренних шумов, приведенное ко входу, мВ, не более	0,03
Сдвиг сигналов между каналами, мм, не более	1
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики в диапазонах частот, %: от 0,5 до 60 Гц включ. св. 60 до 75 Гц	от -5 до +5 от -20 до +5
Постоянная времени, с, не менее	3,2
Диапазон измерений частоты сердечных сокращений (ЧСС), мин ⁻¹	от 30 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты сердечных сокращений (ЧСС), мин ⁻¹	±1
Входной импеданс, МОм, не менее	50

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более ECG80A ECG90A ECG300G, ECG300GA, ECG300GT ECG600G ECG1200G	190×90×40 207×96×62 315×215×77 315×215×92 340×320×85
Масса, кг, не более ECG80A ECG90A ECG300G, ECG300GA, ECG300GT ECG600G ECG1200G	0,5 0,5 2,25 1,7 3,2
Напряжение питания, В для ECG300G; ECG300GA; ECG300GT; ECG600G; ECG1200G - от сети -литиевый аккумулятор для ECG80A, ECG90A -литиевый аккумулятор -адаптер питания	220±22 7,4 7,4 12
Частота питающей сети, Гц	50/60

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: для ECG300G; ECG300GA; ECG300GT; ECG600G; ECG1200G; ECG80A – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 80 от 86 до 106
для ECG90A – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 80 от 70 до 106

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Электрокардиограф		1 шт.
Грудные электроды		6 шт.
Программное обеспечение		1 шт.
Кабель ЭКГ		1 шт.
Сетевой кабель		1 шт.
Электроды-зажимы		4 шт.
Руководство по эксплуатации		1 шт.
Кабель заземления		1 шт.
USB кабель		1 шт.
Адаптер ¹⁾		1 шт.
Бумага		1 шт.
Примечание ¹⁾ – для модификаций ECG80A, ECG90A		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. «Инструкция по эксплуатации» руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к электрокардиографам ECG

ГОСТ Р 50444-2020 Приборы, аппараты и оборудование медицинские. Общие технические условия

ГОСТ Р МЭК 60601-2-27-2013 Изделия медицинские электрические. Часть 2-27. Частные требования безопасности с учетом основных функциональных характеристик к электрокардиографическим мониторам

Приказ № 3464 от 30.12.2019 «Приказ об утверждении государственной поверочной схемы для электродиагностических средств измерений медицинского назначения»

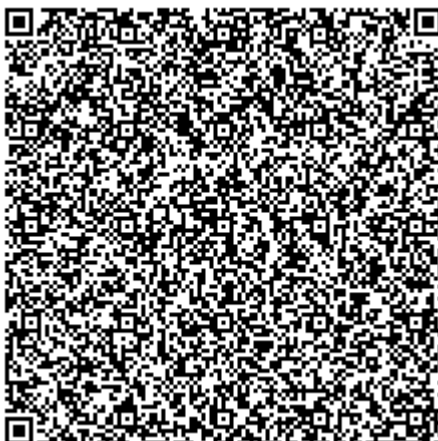
Техническая документация компании Contec Medical Systems Co., Ltd, Китай

Изготовитель

Contec Medical Systems Co., Ltd, Китай
Адрес: No.112 Qinhuang West Street, Economic & Technical Development Zone, Qinhuangdao,
Hebei Province, P. R. CHINA, 066004
Телефон: +86-335-8015430
Факс: +86-335-8015588
E-mail: cms@contecmed.com.cn

Испытательный центр

Акционерное общество «Независимый институт испытаний медицинской техники»
(АО «НИИМТ»)
Адрес: 115459, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11 стр. 42
Телефон: +7 (495) 669-30-39, 410-69-05,
E-mail: niimt2@niimt2.ru
Уникальный номер записи об аккредитации 30035-12 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84705-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дозаторы весовые дискретного действия ЛФМ 21-50

Назначение средства измерений

Дозаторы весовые дискретного действия ЛФМ 21-50 (далее – дозаторы) предназначены для измерений массы при дозировании жидких нефтепродуктов в автоматическом режиме.

Описание средства измерений

Принцип действия дозаторов основан на преобразовании значения массы дозируемого продукта в электрический сигнал посредством весового устройства, с последующей обработкой сигнала в аналогово-цифровом преобразователе и отображением значения дозируемого продукта в единицах массы в системе управления.

Конструктивно дозаторы представляют следующие модули, устанавливаемые на металлическую раму и соединенные системой обмена данными:

- измерительный модуль с четырьмя грузоприемными устройствами для взвешивания заполняемой емкости до и после налива с питателями;
- транспортный модуль (для подачи, перемещения и отвода груза);
- система управления, предназначенная для выбора режимов работы устройств и индикации результатов дозирования.

Дозаторы встроены в комплексную машину для дозирования и укупорки смазочных масел в полиэтиленовые канистры.

Дозаторы могут быть настроены на налив в канистры 20 л и на 50 л. Соответственно, дозаторы могут работать в двух поддиапазонах измерений до 25 кг и до 50 кг.

Система управления оснащена панелью управления с цифровой индикацией и выполняет следующие функции:

- управление процессом дозирования (производительностью цикла, массой дозы и др.);
- обработки, отображения и передачи результатов взвешивания на внешние устройства с помощью интерфейсов RS485, 4-20 мА, Ethernet;
- индикации режимов работы дозатора.

Терминология и наименования метрологических характеристик приведены в соответствии с ГОСТ 8.610-2012 «ГСИ. Дозаторы весовые автоматические дискретного действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Методы испытаний».

В грузоприемных устройствах весов используются датчики весоизмерительные тензорезисторные РС6 (номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 63476-16) производства фирмы «Flintec GmbH», Германия.

Общий вид дозаторов представлен на рисунке 1.

Маркировочная табличка с серийным номером расположена на боковой панели системы управления. Серийный номер имеет цифровой формат, нанесен типографским способом.

К данному типу относятся дозаторы с серийными номерами 84, 15.



Рисунок 1 – Общий вид дозатора весового дискретного действия ЛФМ 21-50

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрены.

Программное обеспечение

Система управления дозаторов оснащена встроенным программным обеспечением (далее – ПО). Идентификационное наименование ПО и номер версии высвечивается в главном окне ПО на всем протяжении работы дозатора.

Основные функции ПО: обработка сигнала с весовых устройств измерительного модуля и последующий пересчет его в единицы массы, хранение программ и результатов работы дозатора, вывод данных на табло панели управления.

ПО заложено в процессе производства и защищено от доступа и изменения паролем. Обновления ПО в процессе эксплуатации не предусмотрено.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании их характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЛФМ 21-50
Номер версии ПО	не ниже 2020.04
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наибольший предел (Max), кг	50
Наименьший предел (Min), кг	10
Номинальная минимальная доза, кг	10
Цена деления шкалы, кг	0,01
Максимально допустимое относительное отклонение массы каждой дозы от среднего значения при первичной поверке (в эксплуатации), %, в поддиапазонах дозирования от Min до 25 кг включ. св. 25 кг до 50 кг включ.	$\pm 0,2 (\pm 0,4)$
Максимально допускаемая относительная погрешность заданного значения при первичной поверке (в эксплуатации), %	$\pm 0,1 (\pm 0,2)$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	380 50
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	7800 2900 2600
Габаритные размеры грузоприемных устройств, мм, не более - длина - ширина	500 600
Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °C	от +15 до +35

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Инструкции по эксплуатации и обслуживанию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Дозаторы весовые дискретного действия	ЛФМ 21-50	1 шт.
Инструкция по эксплуатации и обслуживанию	-	1 экз.
Технический паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 Инструкции по эксплуатации и обслуживанию

Нормативные документы, устанавливающие требования к дозаторам весовым дискретного действия ЛФМ 21-50

Приказ Росстандарта от 29.12.2018 года № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

Изготовитель

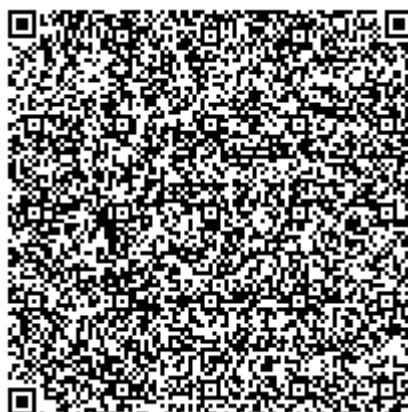
Фирма «AVROFARM SA», Болгария
Адрес Bulgariya, 1202 Sofiya, bul. Slivnitsa 211a
Телефон: +(359) 899 19 77 88
Web-сайт: <http://avrofarm.com/>
E-mail: avrofarm@abv.bg

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4
Телефон (факс): +7(343) 350-26-18, +7(343) 350-20-39
Web-сайт: <http://www.uniim.ru>
E-mail: uniim@uniim.ru

Регистрационный номер RA.RU. 311373 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84704-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой. По наружной поверхности резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты и покрыты оцинкованным листом.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера наносятся аэрографическим способом на обшивку резервуара.

Резервуары РГС-20 с заводскими номерами 306, 307, 63, 78, 6, 136 расположены на объектах АО «Транснефть – Урал», адреса расположения резервуаров указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Место расположения резервуаров.

Заводские номера резервуаров	Место расположения резервуаров
306, 307	Курганская область, Щучанский район, п. Медведское, ЛПДС «Медведское», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».
63, 78	Курганская область, Мишкинский район, р.п. Мишкино, НПС «Мишкино», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».
6, 136	Курганская область, Макушинский район, п. Степное, ЛПДС «Суслово», Курганское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-20 представлен на рисунках 1, 2, 3.

Пломбирование резервуаров РГС-20 не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-20 №№306, 307



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров РГС-20 №№6, 136



Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РГС-20 №№63, 78

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Номера секций	
	1/1, 2/1, 01, 02, 1/1, 2/1	1/2, 2/2, 01, 02, 2/1, 2/2
Номинальная вместимость, м ³	17	3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный метод), %	±0,25	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-20

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

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» – филиал Акционерного общества «Транснефть – Верхняя Волга» (Великолукский завод «Транснефтемаш» – филиал АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603950, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, д. 4/1

Адрес: 182100, Псковская обл., г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Телефон: +7 (81153) 9-26-67

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

Испытательный центр

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

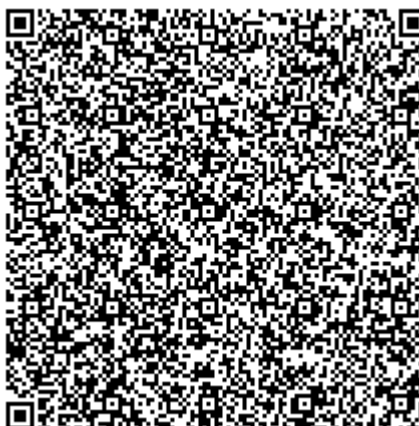
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84703-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

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

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

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с днищами. По наружной поверхности резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты и покрыты оцинкованным листом.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера наносятся аэрографическим способом на обшивку резервуара.

Резервуары РГС-20 с заводскими номерами 1, 2, 5, 6, 7, 8 расположены на объектах АО «Транснефть – Урал», адреса расположения резервуаров указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Место расположения резервуаров.

Заводские номера резервуаров	Место расположения резервуаров
1, 2	Челябинская область, Красноармейский район, с. Канашево, НПС «Канаш», Челябинское НУ АО «Транснефть – Урал».
5, 6, 7, 8	Челябинская область, г. Миасс, п. Ленинск, ЛПДС «Ленинск», Челябинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-20 представлен на рисунках 1, 2, 3.

Пломбирование резервуаров РГС-20 не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РГС-20 зав.№1



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РГС-20 зав.№2



Рисунок 3 – Общий вид резервуаров РГС-20 зав.№№5, 6, 7, 8

Программное обеспечение

отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный метод), %	±0,25

Таблица 3 – Основные технические характеристики

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-20

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

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» – филиал Акционерного общества «Транснефть – Верхняя Волга» (Великолукский завод «Транснефтемаш» – филиал АО «Транснефть – Верхняя Волга»)

ИНН 5260900725

Юридический адрес: 603950, г. Нижний Новгород, переулок Гранитный, д. 4/1

Адрес: 182100, Псковская обл., г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Телефон: +7 (81153) 9-26-67

Web-сайт: uppervolga.transneft.ru

Испытательный центр

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

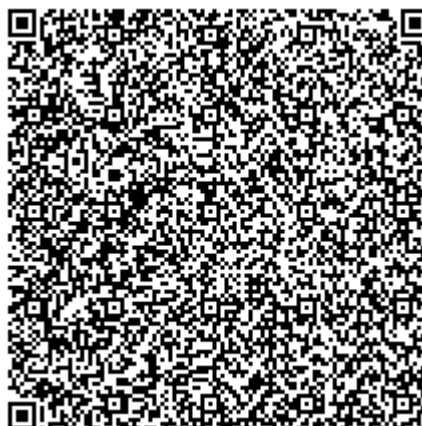
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84702-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная» (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», каналобразующую аппаратуру, серверы 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.

ИВК 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;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- 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 ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- 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

ИВК 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 ИВК, 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 ИВК;
- 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 ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 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 ± 2 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 на формуляр.

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	ПС 110/10 кВ "Левохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 1СШ 10 кВ, яч.7 Ввод №1	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110/10 кВ "Левохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 2СШ 10 кВ, яч.8 Ввод №2	ТБК-10 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110/10 кВ "Левохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 3СШ 10 кВ, яч.47 Ввод №3	ТБК-10 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
4	ПС 110/10 кВ "Левохеттинская", ЗРУ-10 кВ "Технологическое", 4СШ 10 кВ, яч.48 Ввод №4	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 К _{тт} = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 Рег. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

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. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. 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	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2, 3, 4	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	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2, 3, 4	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Примечание:

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

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
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25

Наименование характеристики	Значение
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	100
Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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 АУВП.411711.123.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10 УЗ	4
Трансформаторы тока	ТВК-10 УХЛЗ	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Ягельное ЛПУ МГ КС "Ягельная". Формуляр	АУВП.411711.123.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 Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная»» 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 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Ягельное ЛПУ МГ КС «Ягельная»

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

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.

Изготовитель

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

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, 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

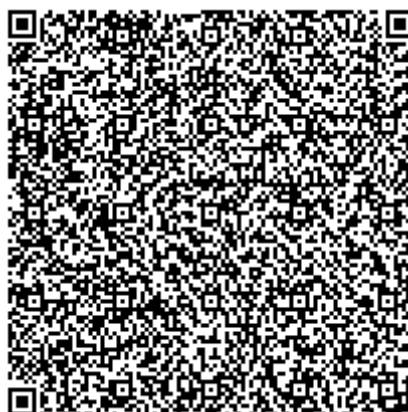
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84701-22

Лист № 1
Всего листов 25

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (3-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (3-я очередь) 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 заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии и мощности (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. 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 мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на втором уровне данное вычисление осуществляется умножением на коэффициент равный единице.

Также сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера или АРМ коммерческому оператору с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

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

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При любом расхождении 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 указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (3-я очередь).

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. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0

Продолжение таблицы 1

1	2
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	КТПП ГР-7-868(П) 10 кВ, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НАЛИ-НТЗ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 59814-15	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
2	ВЛ 10 кВ, оп № 2, ПКУ 10 кВ ГР-7	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НОЛ-СЭЩ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 71706-18	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
3	ВЛ 10 кВ БП-1, Ответвление ВЛ 10 кВ БП1, оп. № 1, ПКУ 10 кВ	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НОЛ-СЭЩ 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 71706-18	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
4	БКТП 35 кВ Маслозавод, КРУ 35 кВ, ШР-35 кВ, Ввод 35 кВ Т-1	ТЛО-35 30/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 36291-11	ЗНОЛП-НТЗ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная реактивная
5	ЩУ 0,4 кВ Маслозавод, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
6	ТП 1161п 6 кВ, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТОЛ-НТЗ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП 1161п 6 кВ, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТОЛ-НТЗ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССБ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
8	РП 99 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ-1, КЛ 0,4 кВ	TTE 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
9	РП 99 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, АВ-2, КЛ 0,4 кВ	TTE 800/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
10	ТП л141 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ Т1, Ввод 0,4 кВ Т1	TTE 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
11	ТП л143 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ Т1, Ввод 0,4 кВ Т1	TTE 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
12	ТП л142 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ Т1, Ввод 0,4 кВ Т1	TTE 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
13	ТП л142 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, АВ Т2, Ввод 0,4 кВ Т2	TTE 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	РУ 0,4 кВ пляжа, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ф. пляж п-та Тюмень	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
15	РП-1 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Агрокомплекс №1	ТОЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 40740-09	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
16	РП-1 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Агрокомплекс №2	ТОЛ 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 40740-09	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
17	ПС 110/10 кВ Термнефть, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.ТМ-3	ТОЛ-10 УТ2 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
18	ПС 110 кВ Ш34, КРУН-10 кВ, 1с. 10 кВ, яч.11, КЛ 10 кВ Инкубатор-1	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 48923-12	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
19	ПС 110 кВ Ш34, КРУН-10 кВ, 1с. 10 кВ, яч.21, КЛ 10 кВ Урсдон-1	ТЛК-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
20	ПС 110 кВ Ш34, КРУН-10 кВ, 2с. 10 кВ, яч.8, КЛ 10 кВ Урсдон-2	ТЛК-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-06		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ПС 110 кВ ШЗ4, КРУН-10 кВ, 2с. 10 кВ, яч.4, КЛ 10 кВ Инкубатор-2	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 48923-12	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
22	ПС 110 кВ Ш29, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.25, ЛЭП 6 кВ №25	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
23	ПС 110 кВ Ш29, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.26, ЛЭП 6 кВ №26	ТПЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
24	ПС 110 кВ Ш29, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.10, ЛЭП 6 кВ №10	ТПЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
25	ПС 110 кВ Ш9, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.14, КВЛ 6 кВ Убойный цех	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
26	ПС 110 кВ Ш9, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.27, КВЛ 6 кВ Евродон- 2	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 30709-11	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
27	ПС 35 кВ Ш11, КРУ-6 кВ, 1с. 6 кВ, яч.11, КВЛ 6 кВ Евродон-1	ТПЛ 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-11	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС 35 кВ Н-14, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.13, КЛ-1 6 кВ	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
29	ПС 35 кВ Н-14, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16, КЛ-2 6 кВ	ТОЛ 10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
30	ПС 35 кВ Абаснур, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, КВЛ 6 кВ ф.605	ТПЛ-СЭЩ-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 54717-13	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
31	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ЛЭП-1001 10 кВ	ТЛ10-І 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
32	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ЛЭП-1002 10 кВ	ТЛ10-І 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.09 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
33	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ЛЭП-1004 10 кВ	ТЛ10-І 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74		Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
34	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ЛЭП-1005 10 кВ	ТЛ10-І 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ЛЭП-1006 10 кВ	ТЛ10-I 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.09 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
36	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ЛЭП-1007 10 кВ	ТЛ10-I 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-00	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
37	ПС 35 кВ Синеглазка, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ЛЭП-1008 10 кВ	ТЛ10-I 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.09 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
38	ВЛ-1005 10 кВ от ПС 35 кВ Памашъял, оп.42, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ-1 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №107	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛПМ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35505-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
39	ВЛ-1001 10 кВ от ПС 110 кВ Сернур, оп.26, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №107	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
40	ВЛ-1006 10 кВ от ПС 110 кВ Параньга, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ-1 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №195	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
41	ВЛ-1001 10 кВ от ПС 110 кВ Параньга, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №195	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
42	ВЛ-1001 10 кВ от ПС 110 кВ Мари Турек, ПКУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №360	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
43	ВЛ-1007 10 кВ от ПС 35 кВ Голубая, оп.29, ПКУ-1 10 кВ, в сторону КТП-10 кВ №94п	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
44	ВЛ-1002 10 кВ от ПС 35 кВ Голубая, оп.26, ПКУ-2 10 кВ, в сторону КТП-10 кВ №94п	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
45	ВЛ-1003 10 кВ, ПКУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №239п	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
46	ВЛ-1003 10 кВ от ПС 110 кВ Акашево, ПКУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №243п	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
47	ВЛ-1007 10 кВ от ПС 110 кВ Параньга, ПКУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №198	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
48	ВЛ-1011 10 кВ от ПС 110 кВ Данилово, оп.41, ПКУ 10 кВ, в сторону КТП-10 кВ №582п	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
49	ВЛ-1011 10 кВ от ПС 110 кВ Куженер, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ-1 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №175	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
50	ВЛ-1006 10 кВ от ПС 110 кВ Куженер, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №175	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
51	ВЛ-1001 10 кВ от ПС 110 кВ Новый Торъял, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №49	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
52	ВЛ-1007 10 кВ от ПС 35 кВ Токтар Сола, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ- 1 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №49	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
53	ВЛ-1005 10 кВ от ПС 110 кВ Параньга, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ-1 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №179	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
54	ВЛ-1010 10 кВ от ПС 110 кВ Мари Турек, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №179	ТОЛ-НТЗ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
55	ПС 110 кВ Советск, КРУН 10 кВ, 2с 10 кВ, КЛ-1010 10 кВ	ТЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
56	ПС 35 кВ Памашъял, КРУН 10 кВ, СШ 10 кВ, КВЛ-1004 10 кВ	ТПЛ-10с 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 29390-05	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
57	ВЛ-1001 10 кВ от ПС 110 кВ Сернур, ПКУ-3 10 кВ, КЛ 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №106	ТОЛ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
58	ВЛ-1003 10 кВ от ПС 35 кВ Мари-Сола, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ-1 10 кВ в сторону БКТП-2х630 10 кВ, БКТП-2х250 10 кВ	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
59	ВЛ-1005 10 кВ от ПС 35 кВ Мари-Сола, ПКУ 10 кВ, в сторону БКТП-630 10 кВ, БКТП-250 10 кВ	ТОЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
60	РП-3 10 кВ, РУ 10 кВ, СШ 10 кВ, КЛ-1 10 кВ	ТЛК10-6 ТОЛ 10ХЛЗ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01 Рег. № 7069-82	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
61	ВЛ-1006 10 кВ от ПС 110 кВ Акашево, ПКУ 10 кВ, КЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №611, КТП-10 кВ №611/2	ТОЛ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
62	ВЛ 10 кВ Птичник д. Тулбень, оп.1, ПКУ 10 кВ	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
63	ПС 110 кВ Куженер, КРУН 10 кВ, 1с 10 кВ, КЛ-1001 10 кВ	ТЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
64	ПС 110 кВ Куженер, КРУН 10 кВ, 2с 10 кВ, КЛ-1010 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51623-12	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
65	ВЛ-1 10 кВ Репродуктор II порядка, оп.1, ПКУ-1 10 кВ	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
66	ВЛ-1007 от ПС 110 кВ Советск, оп.50, ПКУ-2 10 кВ	ТЛО-10 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
67	ВЛ-1003 10 кВ от ПС 110 кВ Косолапово, ПКУ-1 10 кВ, ВЛ-1 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №200	ТЛК-СТ 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
68	ВЛ-1010 10 кВ от ПС 110 кВ Мари Турек, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону КТП-10 кВ №200	ТОЛ-НТЗ-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
69	РП ЗТП-252п 10 кВ, РУ 10 кВ, ВКЛ-1007 10 кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	РП ЗТП-252п 10 кВ, РУ 10 кВ, ВКЛ-1016 10 кВ	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
71	ВЛ-1006 10 кВ от ПС 110 кВ Оршанка, оп.83, ПКУ-1 10 кВ	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
72	ВЛ-1002 10 кВ от ПС 35 кВ Шулка, оп.128, ПКУ-2 10 кВ	ТОЛ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
73	КТП-10 кВ №169, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
74	КТП-10 кВ №169, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТТН 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
75	ЩУ-1 0,4 кВ ПАО МТС, КЛ-2 0,4 кВ МТС	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
76	ТП-1 ЗТП-252п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ЩУ-3 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ скважина №39	ТТИ 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-07	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
77	ТП-1 ЗТП-252п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ скважина №38	Т-0,66 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная
78	ТП-1 ЗТП-252п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ЩУ-1 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Станция 2-го подъема	Т-0,66 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
79	ТП-1 ЗТП-252п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, РП-1 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ КНС №1	ТТЭ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32501-06	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
80	ТП-1 ЗТП-252п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, РП-1 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ КНС №2	ТТЭ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32501-06	—	Меркурий 236 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
81	ВРУ 0,4 кВ Колбасного цеха, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 236 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 47560-11		активная реактивная
82	ВРУ-1 0,4 кВ апартаменты по ул.Таврическая	ТТК 1250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76349-19	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная
83	ВРУ-2 0,4 кВ апартаменты по ул.Таврическая	ТТК 1250/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 76349-19	—	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
84	ВЛ-1006 10 кВ от ПС 110 кВ Сернур, ПКУ-2 10 кВ, ВЛ-2 10 кВ в сторону БКТП-2х630 10 кВ, БКТП-2х250 10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 70106-17	ЗНОЛ-СВЭЛ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 42661-09	Меркурий 230 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УССВ: УСВ-2 Рег. № 41681-10 Сервер АИИС КУЭ: HP ProLiant DL180 G6	активная реактивная

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 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. Указанные замены оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть, до срока наступления очередной поверки АИИС КУЭ.
6. На момент наступления очередной поверки изменения в АИИС КУЭ, отраженные в актах, вносятся в описание типа в порядке, установленном действующим законодательством РФ.

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	2	3	4	5	6	7	8
1 – 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
5; 14; 75; 81 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	1,0	2,6	2,8	2,8
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,6	3,1	3,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	2,9	3,1	3,1
6; 7; 17; 22; 28; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
8 – 13 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,5	2,1	3,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,3	3,2	5,5
15; 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,4	1,7	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,4	1,7	2,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,6	2,0	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,8	2,9	1,6	2,2	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	3,0	5,4	2,3	3,2	5,5
18 – 21; 27 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,4	1,7	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,6	2,0	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,3	2,1	3,1	5,5
23; 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	1,9	2,9	5,5
25; 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,4	1,6	2,0
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,5	1,4	1,6	2,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,1	1,7	1,5	1,7	2,1
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,5	1,7	2,5	1,9	2,1	2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
30; 38 – 42; 46 – 48; 56; 63 – 68 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,6	2,3	3,3
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,4	3,3	5,6
31 – 37; 43 – 45; 49 – 55; 57 – 62; 69 – 72; 84 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,5	1,8	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,6	2,1	3,2
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,2	3,1	5,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,2	3,3	5,6
73; 74; 76 – 80; 82; 83 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,5	1,9	3,0
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,1	3,0	5,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,1	3,2	5,5
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 плюс 21 до плюс 25 °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	2	3	4	5	6
1 – 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
5; 14; 75; 81 (Счетчик 2,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0	3,2	3,2
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,5	1,5	3,4	3,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	3,4	3,4

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6; 7; 22; 28; 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,3	4,0
8 – 13 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,0	4,0	3,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
15; 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,5	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,7	2,1	4,0	3,6
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
17 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	2,6	2,2
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,6	2,9	5,3	3,6
18 – 21; 27 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	3,8	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,3	4,0
23; 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,2	1,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,2	1,7
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,5	2,7	1,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	4,6	2,9
25; 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,4	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,3	3,4	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	1,4	3,4	3,3
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,5	2,1	3,9	3,6
30; 38 – 44; 46 – 48; 56; 63 – 68 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	2,9	2,1	4,1	3,7
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2
31 – 37; 45; 49 – 55; 57 – 62; 69 – 72; 84 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,6	3,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	3,9	3,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,3	4,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,5	4,2

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
73; 74; 76 – 80; 82; 83 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{ном}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{ном}}$	1,8	1,3	3,5	3,3
	$0,2I_{\text{ном}} \leq I_1 < I_{\text{ном}}$	2,4	1,6	3,8	3,4
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{ном}}$	4,3	2,6	5,2	3,9
	$0,05I_{\text{ном}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{ном}}$	4,5	2,9	5,4	4,1
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 плюс 21 до плюс 25 °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
1	2
Количество измерительных каналов	84
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от $0,05I_{\text{б}}$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{\text{ном}}$ - ток (для счетчиков прямого включения), А - 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 $0,05I_{\text{б}}$ до $I_{\text{макс}}$ от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +1 до +40 от +21 до +25 0,5

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, сут, не более	2
Сервер АИИС КУЭ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
- при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер АИИС КУЭ:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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;
- пропадания 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 тока и напряжения;
- 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) ООО «КЭС» (3-я очередь) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	13
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	8
Трансформатор тока	ТЛО-10	10
Трансформатор тока	ТЛО-35	2
Трансформатор тока	ТТЕ	18
Трансформатор тока	ТОЛ	32
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТЛК-10	4
Трансформатор тока	ТПЛ	8
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТЛ10-1	14
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	10
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2
Трансформатор тока	ТЛК10-6	1
Трансформатор тока	ТОЛ 10ХЛЗ	1
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТТН	6
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТТЭ	6
Трансформатор тока	ТТК	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-10	1
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-35	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	15
Трансформатор напряжения	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	48
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 236	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234	48
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230	9
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	HP ProLiant DL180 G6	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Формуляр	АСВЭ 338.00.000 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) ООО «КЭС» (3-я очередь)», аттестованной ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «КЭС» (3-я очередь)

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

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

Изготовитель

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

Адрес юридического лица: 350000, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Гимназическая, д. 55/1

ИНН: 2308138781

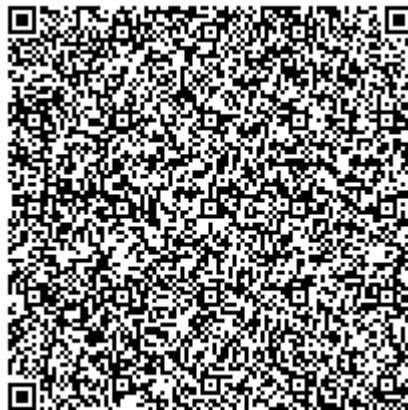
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

Место нахождения: г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Адрес юридического лица: г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.312617



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84700-22

Лист № 1
Всего листов 29

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Орловской 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 многофункциональную, 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), многофункциональные 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» (основное и/или резервное);

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», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

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 резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

При отказе основного канала связи счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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» оснащен 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 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).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. 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 ± 3 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.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Глазуновка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
2	ПС 110 кВ Глазуновка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Становой Колодезь- Глазуновка с отпайкой на ПС Свердловская	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
4	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Возы - Глазуновка с отпайкой на ПС Жуковка	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
5	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новополево-Глазуновка	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Глазуновка, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Поныри - Глазуновка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
7	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.Б (Ф-2 ПЭ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-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-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-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-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №50058-12	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
10	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №50058-12	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
11	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №50058-12	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Глазуновка, РУ 10 кВ, ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №50058-12	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
13	ПС 110 кВ Змиевка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3В-4					
14	ПС 110 кВ Змиевка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №23256-11	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P3В-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10 кВ, ф.А (Ф-1 ПЭ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
16	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10 кВ, яч.1, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
17	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10 кВ, яч.2, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59, 2363-68	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59,2363-68	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
19	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
20	ПС 110 кВ Змиевка, РУ 10 кВ, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 220 кВ Мценск, ЗРУ 10 кВ, яч.22, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №518-50	A	ТПОФ	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
22	ПС 220 кВ Мценск, ЗРУ 10 кВ, яч.20, Ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №518-50	A	ТПОФ		
				B	-		
				C	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
23	ПС 220 кВ Мценск, ЗРУ 10 кВ, КВ-1 10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	A	ТПОФ		
				B	ТПОФ		
				C	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 220 кВ Мценск, ЗРУ 10 кВ, КВ-2 10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТПОФ		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
25	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф.Б (Ф-2 ПЭ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
26	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, яч.1, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
28	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, яч.3, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
29	ПС 10 кВ Мценск тяговая, ЗРУ 10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Орел тяговая, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ- Юго-Восточная с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
31	ПС 110 кВ Орел тяговая, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Орловская ТЭЦ- Орловская Районная №3 с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
32	ПС 110 кВ Орел тяговая, ввод №1-6кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Орел тяговая, ввод №2-6кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
34	ПС 110 кВ Орел тяговая, РУ 6 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
35	ПС 110 кВ Орел тяговая, РУ 6 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Орел тяговая, РУ 6 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
37	ПС 110 кВ Орел тяговая, РУ 6 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
38	ПС 110 кВ Орел тяговая, РУ 6 кВ, ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Отрад- тяговая, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Мценск-Орловская Районная II цепь с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
40	ПС 110 кВ Отрад- тяговая, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Мценск-Орловская Районная I цепь с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
41	ПС 110 кВ Отрад- тяговая, ОРУ 35 кВ, Ввод- 1 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35		
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	ТЛ-ЭК-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Отрад- тяговая, ОРУ 35 кВ, Ввод- 2 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=30/5 №62786-15	A	ТЛ-ЭК-35	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТЛ-ЭК-35		
				C	ТЛ-ЭК-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
43	ПС 110 кВ Отрад- тяговая, ввод №1-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №518-50	A	ТПОФ		
				B	-		
				C	ТПОФ		
		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-P1B-3					
44	ПС 110 кВ Отрад- тяговая, ввод №2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №518-50	A	ТПОФ		
				B	-		
				C	ТПОФ		
		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-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, ф.Б (Ф- 2 ПЭ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
46	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.1, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
47	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.4, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.7, ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №517-50	А	ТПФ	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
49	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.9, ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
50	ПС 110 кВ Отрада- тяговая, РУ 10 кВ, яч.10, ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Становой Колодезь, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
52	ПС 110 кВ Становой Колодезь, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02РАL-РЗВ-4					
53	ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.А (Ф-1 ПЭ)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =40/5 №22192-03	A	ТПЛ-10-М		
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №51199-12	A	НТМИ-10 УЗ		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
55	ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
56	ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
58	ПС 110 кВ Становой Колодезь, РУ 10 кВ, ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 УЗ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных 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 утвержденных 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 электроэнер- гии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1-6, 13, 14, 51, 52	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
7-12, 15-26, 28, 29, 32-38, 43-50, 53-58	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
27	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
30, 31, 39, 40	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
41, 42	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
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 Р = 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 плюс 5 до плюс 35°С.			

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, °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, ТУ 4228-011-29056091-11 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 Метроном-50М - для ССВ-1Г	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - 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	50000 72 90000 72 165000 72 220000 72 40000 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	ТБМО-110 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-ЭК-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	34 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	14 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	30 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	46 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.189.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 Орловской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

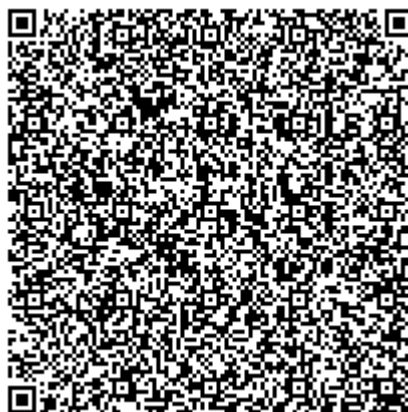
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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 инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» февраля 2022 г. № 471

Регистрационный № 84699-22

Лист № 1
Всего листов 131

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кемеровской 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 многофункциональную, 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), многофункциональные 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» (основное и/или резервное) и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «ФСК ЕЭС», 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», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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 ИК №№ 1-353 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), а с выходов счетчиков ИК №№ 354, 355 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

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 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 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» оснащен 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).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. 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 ± 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 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).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». 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 ИК №№ 1-353 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).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1-353 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи счетчик – сервер. 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 ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 354-355 синхронизируется от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчика 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 - 4.

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

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

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», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 10 кВ Гурьевск тяговая, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №17551-06	A	Т-0,66	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				B	Т-0,66				
				C	Т-0,66				
		ТН	-	A	-				
				B					
				C					
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
		2	ПС 10 кВ Гурьевск тяговая, РУ 10 кВ, ф.КВ-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №2473-69			A	ТЛМ-10
								B	-
C	ТЛМ-10								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04			A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P2B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 10 кВ Забойщик, РУ-6 кВ, Ввод-1 6 Кв	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					
4	ПС 10 кВ Забойщик, РУ-6 кВ, Ввод-2 6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					
5	ПС 10 кВ Калтан тяговая, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-13	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B			
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 10 кВ Калтан тяговая, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-8	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	A	ТЛП-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
7	ПС 10 кВ Калтан тяговая, РУ 6 кВ, Ф-7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
8	ПС 10 кВ Мундыбаш тяговая, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-11-Г	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 10 кВ Мундыбаш тяговая, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф-21-Г	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	A	ТЛП-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
10	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
13	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
14	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
16	ПС 10 кВ Новокузнецк-Северный, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
17	ПС 110 кВ 3704 км, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ 3704 км, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
19	ПС 110 кВ 3704 км, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1В-3					
20	ПС 110 кВ 3704 км, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ 3704 км, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
22	ПС 110 кВ Алгаин, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 41907-09	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
23	ПС 110 кВ Алгаин, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Антибесская, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
25	ПС 110 кВ Антибесская, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
26	ПС 110 кВ Антибесская, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Барзас, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 110 кВ Барзас, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
29	ПС 110 кВ Барзас, ЗРУ 10 кВ, яч.3, Ф-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Барзас, ЗРУ 10 кВ, яч.7, Ф-7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №28402-04	A	GS-12	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	GS-12		
		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	EA05RL-B-3					
31	ПС 110 кВ Беркульская, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
32	ПС 110 кВ Беркульская, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Беркульская, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-Р1В-3					
34	ПС 110 кВ Беркульская, ЗРУ 10 кВ, Ф-7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02РАL-Р1В-3					
35	ПС 110 кВ Беркульская, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Иверка - Антибесская с отпайкой на ПС Беркульская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802РАLQ-Р4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Беркульская, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Иверка - Мариинск с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
37	ПС 110 кВ Беркульская, ОРУ 35 кВ, Ф.М-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Беркульская, ОРУ 35 кВ, Ф.М-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Буреничево, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Буреничево, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03,24218-03, 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
41	ПС 110 кВ Буреничево, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Дуброво тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/5 №58287-14	A	ТГФ-110	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФ-110		
				C	ТГФ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15853-96	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
43	ПС 110 кВ Думный, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
44	ПС 110 кВ Егорово, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Егорово, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
46	ПС 110 кВ Егорово, ЗРУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
47	ПС 110 кВ Егорово, ЗРУ 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Егозово, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3					
49	ПС 110 кВ Егозово, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3					
50	ПС 110 кВ Ерунаково тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Ерунаково тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
52	ПС 110 кВ Ерунаково тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3			
53	ПС 110 кВ Ерунаково тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-11у	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Ерунаково тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-15п	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
55	ПС 110 кВ Ерунаково тяговая, РУ 0,22 кВ, Ф.СЦБ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН		А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
56	ПС 110 кВ Иверка, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
57	ПС 110 кВ Иверка, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТГФМ-110 П*				
				С	ТГФМ-110 П*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
58	ПС 110 кВ Иверка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10				
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №72239-18	А	НТАМИ-10У3				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4							
59	ПС 110 кВ Иверка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10				
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №72239-18	А	НТАМИ-10У3				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Иверка, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №72239-18	A	НТАМИ-10У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
61	ПС 110 кВ Иверка, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №72239-18	A	НТАМИ-10У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
62	ПС 110 кВ Иверка, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №72239-18	A	НТАМИ-10У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Ижморская, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
64	ПС 110 кВ Ижморская, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 № 25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
65	ПС 110 кВ Ижморская, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Ижморская, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Троицкая - Иверка с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №61432-15	A	ТОГФ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
67	ПС 110 кВ Ижморская, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Яйская - Иверка с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №61432-15	A	ТОГФ-110		
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
68	ПС 110 кВ Ижморская, ОРУ 35 кВ, Ф-И-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Кайгур, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
70	ПС 110 кВ Кайгур, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
71	ПС 110 кВ Калары, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Калары, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
73	ПС 110 кВ Калары, ЗРУ 10 кВ, Ф-5К	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
74	ПС 110 кВ Калары, РУ 10 кВ, яч.6, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Карлык, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
76	ПС 110 кВ Карлык, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
77	ПС 110 кВ Карлык, ЗРУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Карлык, ЗРУ 10 кВ, Ф-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
79	ПС 110 кВ Контрольный, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
80	ПС 110 кВ Контрольный, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Контрольный, ЗРУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
82	ПС 110 кВ Контрольный, ЗРУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
83	ПС 110 кВ Контрольный, ЗРУ 10 кВ, Ф-5К	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №30709-06	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Кузедеево тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
85	ПС 110 кВ Кузедеево тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
86	ПС 110 кВ Кузедеево тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Кузедеево тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					
88	ПС 110 кВ Кузедеево тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
89	ПС 110 кВ Кузель, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Кузель, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
91	ПС 110 кВ Кузель, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P2B-3			
92	ПС 110 кВ Кузель, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Кузель, РУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
94	ПС 110 кВ Ленинск-Кузнецкая тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
95	ПС 110 кВ Ленинск-Кузнецкая тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08,24218-03,24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Ленинск-Кузнецкая тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-11Б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3			
97	ПС 110 кВ Ленинск-Кузнецкая тяговая, ЗРУ 10 кВ, Ф-6Б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3			
98	ПС 110 кВ Ленинск-Кузнецкая тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новоленинская - Ленинск-Кузнецкий-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
99	ПС 110 кВ Ленинск-Кузнецкая тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Новоленинская - Ленинск-Кузнецкий-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08,24218-03,24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
100	ПС 110 кВ Литвиново, ЗРУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
101	ПС 110 кВ Литвиново, ЗРУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Литвиново, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					
103	ПС 110 кВ Литвиново, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					
104	ПС 110 кВ Литвиново, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Литвиново, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Юргинская - Яшкинская I цепь с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
106	ПС 110 кВ Литвиново, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Юргинская - Яшкинская II цепь с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
107	ПС 110 кВ Междуреченская тяговая, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №22656-02	A	T-0,66		
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
108	ПС 110 кВ Междуреченская тяговая, Ввод 0,22 кВ ТСН- 2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=800/5 №22656-02	A	Т-0,66	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	Т-0,66		
				C	Т-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
109	ПС 110 кВ Междуреченская тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4			
110	ПС 110 кВ Междуреченская тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
111	ПС 110 кВ Нацмен, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
112	ПС 110 кВ Нацмен, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
113	ПС 110 кВ Нацмен, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
114	ПС 110 кВ Нацмен, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-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-P1B-4					
115	ПС 110 кВ Нацмен, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
116	ПС 110 кВ Нацмен, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
117	ПС 110 кВ Непрерывка, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
118	ПС 110 кВ Непрерывка, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
119	ПС 110 кВ Непрерывка, ЗРУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
120	ПС 110 кВ Непрерывка, ЗРУ 10 кВ, Ф-3-Х	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				B	-				
				C	ТЛО-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
121	ПС 110 кВ Непрерывка, ЗРУ 10 кВ, Ф-4-ШК	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10				
				B	-				
				C	ТПЛ-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06				
				B	ЗНОЛ.06				
				C	ЗНОЛ.06				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3							
122	ПС 110 кВ Новокузнецк- сортировочный, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*				
				B	ТГФМ-110 II*				
				C	ТГФМ-110 II*				
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
123	ПС 110 кВ Новокузнецк- сортировочный, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
124	ПС 110 кВ Новокузнецк- сортировочный, РУ 6 кВ, яч.9, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
125	ПС 110 кВ Падунская, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
126	ПС 110 кВ Падунская, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
127	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф. 10 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
128	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф. 10 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
129	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
130	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
131	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №51679-12	А	ТОЛ-НТЗ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
132	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
133	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
134	ПС 110 кВ Падунская, РУ 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
135	ПС 110 кВ Пихтач, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
136	ПС 110 кВ Пихтач, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
137	ПС 110 кВ Пихтач, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
138	ПС 110 кВ Пихтач, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
139	ПС 110 кВ Полосухино, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	A	T-0,66	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					
140	ПС 110 кВ Полосухино, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №32002-06	A	IMB 123	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	IMB 123		
				C	IMB 123		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	A	CPA 123		
				B	CPA 123		
				C	CPA 123		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
141	ПС 110 кВ Полосухино, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					
142	ПС 110 кВ Полосухино, РУ 6 кВ, ф. КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
143	ПС 110 кВ Промышленная, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
144	ПС 110 кВ Промышленная, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
145	ПС 110 кВ Промышленная, ЗРУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
146	ПС 110 кВ Промышленная, ЗРУ 10 кВ, Ф-2П	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
147	ПС 110 кВ Промышленная, ЗРУ 10 кВ, Ф-4П	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
148	ПС 110 кВ Промышленная, ЗРУ 10 кВ, Ф-5П	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-06	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
149	ПС 110 кВ Промышленная, ЗРУ 10 кВ, Ф-6П	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
150	ПС 110 кВ Промышленная, ЗРУ 10 кВ, Ф-8П	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
151	ПС 110 кВ Разъезд-157, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
152	ПС 110 кВ Разъезд-157, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
153	ПС 110 кВ Разъезд-157, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
154	ПС 110 кВ Разъезд-157, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59,2363-68	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
155	ПС 110 кВ Разъезд-31, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
156	ПС 110 кВ Разъезд-31, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
157	ПС 110 кВ Разъезд-31, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
158	ПС 110 кВ Разъезд-31, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10		
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
159	ПС 110 кВ Разъезд-54, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
160	ПС 110 кВ Разъезд-54, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
161	ПС 110 кВ Разъезд-54, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
162	ПС 110 кВ Разъезд-54, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3			
163	ПС 110 кВ Разъезд-79, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
164	ПС 110 кВ Разъезд-79, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
165	ПС 110 кВ Разъезд-79, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
166	ПС 110 кВ Разъезд-79, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
167	ПС 110 кВ Раскатиha, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
168	ПС 110 кВ Раскати́ха, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
169	ПС 110 кВ Раскати́ха, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-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-B-3			
170	ПС 110 кВ Раскати́ха, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-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 5

1	2	3		4		5	6
171	ПС 110 кВ Раскатиha, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
172	ПС 110 кВ Судженка, ЗРУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
173	ПС 110 кВ Судженка, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
174	ПС 110 кВ Судженка, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3			
175	ПС 110 кВ Судженка, ЗРУ 10 кВ, Ф-7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			
176	ПС 110 кВ Судженка, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская - Яйская с отпайкой на ПС Судженка	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
177	ПС 110 кВ Судженка, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Троицкая - Иверка с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
178	ПС 110 кВ Сураново, ЗРУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P3B-4			
179	ПС 110 кВ Сураново, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
180	ПС 110 кВ Сураново, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-B-4					
181	ПС 110 кВ Сураново, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Яшкинская - Сураново (А-27)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
182	ТПС Сураново 110/10кВ, 2СШ-110кВ, ВЛ 110кВ С-12 "Межениновка-Сураново"	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
183	ПС 110 кВ Тайга, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
184	ПС 110 кВ Тайга, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
185	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ 6 кВ, Ф.705	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
186	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ 6 кВ, Ф.706	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
187	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ 6 кВ, Ф-701	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
188	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ 6 кВ, Ф-703	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
189	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ 6 кВ, Ф-704	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
190	ПС 110 кВ Тайга, ЗРУ 6 кВ, Ф-707	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
191	ПС 110 кВ Тайга, ОРУ 35 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
192	ПС 110 кВ Тайга, ОРУ 35 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
193	ПС 110 кВ Тальжино, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
194	ПС 110 кВ Тальжино, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
195	ПС 110 кВ Тальжино, ЗРУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3			
196	ПС 110 кВ Тальжино, ЗРУ 10 кВ, Ф-7К	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3			
197	ПС 110 кВ Тальжино, ЗРУ 10 кВ, Ф-9А	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №22192-07	A	ТПЛ-10-М		
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
198	ПС 110 кВ Тальжино, ЗРУ 10 кВ, Ф-РП-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
199	ПС 110 кВ Тальжино, ЗРУ 10 кВ, Ф-РП-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-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	ЕА05RAL-B-3			
200	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
201	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
202	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
203	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф.ТСН-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
204	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф-3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
205	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
206	ПС 110 кВ Тальменка, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ		
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ		
				B	ЗНОЛП-НТЗ		
				C	ЗНОЛП-НТЗ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
207	ПС 110 кВ Тальменка, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Юргинская - Яшкинская II цепь с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
208	ПС 110 кВ Тальменка, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110кВ Юргинская - Яшкинская I цепь с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
209	ПС 110 кВ Таскаево, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
210	ПС 110 кВ Таскаево, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
211	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф. 10 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			
212	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
213	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф.10 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
214	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
215	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №44701-10	А	ТПЛ-СВЭЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
216	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
217	ПС 110 кВ Таскаево, ЗРУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №44701-10	A	ТПЛ-СВЭЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-СВЭЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
218	ПС 110 кВ Топки тяговая, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
219	ПС 110 кВ Топки тяговая, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
220	ПС 110 кВ Торсьма, ЗРУ 10 кВ, Ф-3-ТФ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №814-53	A	ТПФМ-10		
				B	-		
				C	ТПФМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
221	ПС 110 кВ Торсьма, ЗРУ 10 кВ, Ф-4-Б	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
222	ПС 110 кВ Торсьма, ЗРУ 10 кВ, Ф-5-Г	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №47958-16	A	ТПЛ-10-М		
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
223	ПС 110 кВ Торсьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Непрерывка - Торсьма с отпайкой на ПС Промышленная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.05			
224	ПС 110 кВ Торсьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ П-3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
225	ПС 110 кВ Торсьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ П-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
226	ПС 110 кВ Торсьма, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Промышленная сельская - Торсьма	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
227	ПС 110 кВ Торсьма, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Б13	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
228	ПС 110 кВ Торъяма, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Б21	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
229	ПС 110 кВ Тутальская, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
230	ПС 110 кВ Тутальская, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
231	ПС 110 кВ Тутальская, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
232	ПС 110 кВ Тутальская, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
233	ПС 110 кВ Тутальская, ЗРУ 10 кВ, Ф-7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
234	ПС 110 кВ Тута́льская, ЗРУ 10 кВ, Ф-8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
235	ПС 110 кВ Тута́льская, ЗРУ 10 кВ, яч.4, Ф-4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
236	ПС 110 кВ Ускаг, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
237	ПС 110 кВ Ускаг, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
238	ПС 110 кВ Хопкино, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
239	ПС 110 кВ Хопкино, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
240	ПС 110 кВ Хопкино, ЗРУ 10 кВ, Ф-7	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/5 №25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
241	ПС 110 кВ Челы, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
242	ПС 110 кВ Челы, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
243	ПС 110 кВ Челы, РУ 10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
244	ПС 110 кВ Челы, РУ 10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
245	ПС 110 кВ Челы, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
246	ПС 110 кВ Черкасов Камень, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
247	ПС 110 кВ Черкасов Камень, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
248	ПС 110 кВ Черкасов Камень, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1В-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
249	ПС 110 кВ Черкасов Камень, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТПЛ-10		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
250	ПС 110 кВ Чугунаш, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4					
251	ПС 110 кВ Чугунаш, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
252	ПС 110 кВ Чугунаш, РУ 10 кВ, яч.3, Ф.3-10Ч	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
253	ПС 110 кВ Шахтер, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
254	ПС 110 кВ Шахтер, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
255	ПС 110 кВ Шахтер, ЗРУ 10 кВ, Ф-11	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
256	ПС 110 кВ Юрга-2, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4					
257	ПС 110 кВ Юрга-2, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	А1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
258	ПС 110 кВ Юрга-2, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №30709-05	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
259	ПС 110 кВ Яя, ЗРУ 6 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
260	ПС 110 кВ Яя, ЗРУ 6 кВ, Ф-4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
261	ПС 110 кВ Яя, ЗРУ 6 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03,25433-06	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р2В-3					
262	ПС 110 кВ Яя, ЗРУ 6 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
263	ПС 110 кВ Яя, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Троицкая - Иверка с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*		
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
264	ПС 110 кВ Яя, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Яйская - Иверка с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	A	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТГФМ-110 II*		
				C	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
265	ПС 110 кВ Яя, ОРУ 35 кВ, Ф-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
266	ПС 110 кВ Яя, ОРУ 35 кВ, Ф-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
267	ПС 220 кВ Артышта-2, ввод 220 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №52260-12	A	ТГФМ-220	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-220		
				C	ТГФМ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
268	ПС 220 кВ Артышта-2, ввод 220 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №52260-12	A	ТГФМ-220		
				B	ТГФМ-220		
				C	ТГФМ-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
269	ЗРУ ПС 220 кВ Артышта-2, 3РУ 10 кВ, Ф.11	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/5 №25433-06	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
270	ПС 220 кВ Артышта-2, ЗРУ 10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3			
271	ПС 220 кВ Артышта-2, ЗРУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3			
272	ПС 220 кВ Артышта-2, ЗРУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
273	ПС 220 кВ Артышта-2, ЗРУ 10 кВ, Ф.9	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
274	ПС 220 кВ Артышта-2, ЗРУ 10 кВ, Ф-1Е	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3					
275	ПС 35 кВ 381км тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ С-8	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
276	ПС 35 кВ 381км тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ С-9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
277	ПС 35 кВ Абагуровская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Т-12	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №62259-15	A	ТОЛ-НТ3-35-IV	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				C	ТОЛ-НТ3-35-IV		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
278	ПС 35 кВ Абагуровская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Т-13	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №62259-15	A	ТОЛ-НТ3-35-IV	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				C	ТОЛ-НТ3-35-IV		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
279	ПС 35 кВ Абагуровская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
280	ПС 35 кВ Абагуровская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3			
281	ПС 35 кВ Абагуровская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
282	ПС 35 кВ Ахпун-Тяговая, ОРУ 35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ М-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
283	ПС 35 кВ Ахпун-Тяговая, ОРУ 35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ М-9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
284	ПС 35 кВ Беловская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Б-19	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
285	ПС 35 кВ Беловская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Б-20	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
286	ПС 35 кВ Беловская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №51198-12	A	НАМИ-10 У2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
287	ПС 35 кВ Беловская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
288	ПС 35 кВ Беловская тяговая, РУ 10 кВ, Ф-9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
289	ПС 35 кВ Бускусан тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ШБ-31	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
290	ПС 35 кВ Бускусан тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ШБ-32	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
291	ПС 35 кВ Бускусан тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф-БЗ-29	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
292	ПС 35 кВ Киселёвская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ К-19	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №47959-16	A	ТЛК-35	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТЛК-35		
				C	ТЛК-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
293	ПС 35 кВ Киселёвская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ К-20	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №47959-16	A	ТЛК-35	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТЛК-35		
				C	ТЛК-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №70747-18	A	НАЛИ-НТЗ		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
294	ПС 35 кВ Кондома тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кондомская - Кондома тяговая (Т-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №62259-15	A	ТОЛ-НТЗ-35-IV	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
				C	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
295	ПС 35 кВ Кондома тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Кондомская - Кондома тяговая (Т-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
296	ПС 35 кВ Красный Камень Тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ К-23	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
297	ПС 35 кВ Красный Камень Тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ К-24	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
298	ПС 35 кВ Красный Камень Тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ф.6-1-К	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
299	ПС 35 кВ Красный Камень Тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
300	ПС 35 кВ Красный Камень Тяговая, ТСН-1 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4					
301	ПС 35 кВ Красный Камень Тяговая, ТСН-2 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4					
302	ПС 35 кВ Мыски тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Мысковская - Мыски- тяговая-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №62259-15	A	ТОЛ-НТЗ-35-IV	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
				C	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
303	ПС 35 кВ Мыски тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Мысковская - Мыски- тяговая-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №62259-15	A	ТОЛ-НТЗ-35-IV	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
				C	ТОЛ-НТЗ-35-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			
304	ПС 35 кВ Мыски тяговая, РУ 0,22 кВ, Ф.СЦБ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	A	T-0,66		
				B	T-0,66		
				C	T-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3			
305	ПС 35 кВ Предкомбинат, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ А-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STPP-38		
				B	STPP-38		
				C	STPP-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
306	ПС 35 кВ Предкомбинат, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ А-14	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STPP-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STPP-38		
				C	STPP-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
307	ПС 35 кВ Проектная тяговая, ОРУ 35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Б-19	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
308	ПС 35 кВ Проектная тяговая, ОРУ 35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Б-20	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
309	ПС 35 кВ Проектная тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
310	ОРУ ПС 35 кВ Спиченково, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ЗС-33	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
311	ОРУ ПС 35 кВ Спиченково, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ЗС-34	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
312	ПС 35 кВ Терентьевская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ АТ-41	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 19495-03 RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
313	ПС 35 кВ Терентьевская тяговая, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ АТ-42	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
314	ПС 35 кВ Терентьевская тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.К-49	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
315	ПС 35 кВ Терентьевская тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.ТС- 47	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
316	ПС 35 кВ Терентьевская тяговая, ОРУ 35 кВ, Ф.ТС- 48	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
317	ПС 35 кВ Терентьевская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I		
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
318	ПС 35 кВ Трудармейская, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ КТ-31	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
319	ПС 35 кВ Трудармейская, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ КТ-32	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №62259-15	A	ТОЛ-НТ3-35-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				C	ТОЛ-НТ3-35-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
320	ПС 35 кВ Трудармейская, ОРУ 35 кВ, Ф.ТС-30	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
321	ПС 35 кВ Углерод, ОРУ 35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ КТ-31	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
322	ПС 35 кВ Углерод, ОРУ 35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ КТ-32	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08, 51517-12,37491-08	A	STSM-38		
				B	ТОЛ-СВЭЛ-35 III		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
323	ПС 35 кВ Углерод, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
324	ПС 35 кВ Углерод, РУ 10 кВ, Ф.7ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1B-3					
325	ПС 35 кВ Улус, ЗРУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №30709-06	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
326	ПС 35 кВ Улус, ЗРУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
327	ПС 35 кВ Улус, ЗРУ 10 кВ, Ф-ЗУ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
328	ПС 35 кВ Улус, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Б-31	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
329	ПС 35 кВ Улус, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Б-32	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
330	ПС 6 кВ Прокопьевск тяговая, РУ 6 кВ, ВЛ 6 кВ 24Т	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			
331	ПС 6 кВ Прокопьевск тяговая, РУ 6 кВ, ВЛ 6 кВ 30Т	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			
332	ПС 6 кВ Прокопьевск тяговая, РУ 6 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RAL-P1B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
333	ПС 6 кВ Шерегеш-Тяговая, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.6-19г	ТТ	КТ=0,2S КТТ=800/5 №30709-05	A	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3					
334	ПС 6 кВ Шерегеш-Тяговая, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.6-28г	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RL-P1В-3					
335	ПС 110 кВ Маринск, ЗРУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-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 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
336	ПС 110 кВ Мариинск, ЗРУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					
337	ПС 110 кВ Мариинск, ЗРУ 10 кВ, Ф-5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					
338	ПС 110 кВ Мариинск, ЗРУ 10 кВ, Ф-6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №14555-02	A2R-3-0L-C25-T+					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
339	ПС 110 кВ Мариинск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Антибесская - Мариинск с отпайкой на ПС 3704 км	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
340	ПС 110 кВ Мариинск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Иверка - Мариинск с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*		
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
341	ПС 110 кВ Мариинск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Мариинск - Ивановская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*		
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
342	ПС 110 кВ Маринск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Маринск - Каштан тяговая с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
343	ПС 110 кВ Маринск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Маринск - Тяжинская с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*		
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
344	ПС 110 кВ Маринск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Маринск - Чебулинская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №34096-07	A	ТГФ110-II*		
				B	ТГФ110-II*		
				C	ТГФ110-II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
345	ПС 110 кВ Тяжин, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Мариинск - Каштан тяговая с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №52261-12	A	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
346	ПС 110 кВ Тяжин, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Мариинск - Тяжинская с отпайками	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
347	ПС 220 кВ Теба, Ввод 220 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-12	A	ТГФ-220П*		
				B	ТГФ-220П*		
				C	ТГФ-220П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
348	ПС 220 кВ Теба, Ввод 220 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №20645-12	А	ТГФ-220П*	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФ-220П*		
				С	ТГФ-220П*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1		
				В	НАМИ-220 УХЛ1		
				С	НАМИ-220 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
349	ПС 220 кВ Теба, КРУН 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №25433-08	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T			
350	ПС 220 кВ Теба, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР Восток	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
351	ПС 220 кВ Теба, ОРУ 27,5 кВ, Ф. ДПР Запад	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №21256-03	A	ТОЛ 35	RTU-327 Рег. № 19495-03 RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				B	ТОЛ 35				
				C	-				
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65				
				B	ЗНОМ-35-65				
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27428-04	A2R2-3-L-C25-T							
352	ПС 220 кВ Теба, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Теба - Чарыш (Д-57)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №20645-05,20645-05,52260-12	A	ТГФ220-II*				
				B	ТГФ220-II*				
				C	ТГФМ-220				
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		353	ПС 220 кВ Теба, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Томь-Усинская ГРЭС - Теба с отпайкой на ПС Междуреченская (ТМТ-224)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №36671-08, 20645-05, 20645-05			A	ТГФМ-220 II*
								B	ТГФ220-II*
C	ТГФ220-II*								
ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05			A	НАМИ-220 УХЛ1				
				B	НАМИ-220 УХЛ1				
				C	НАМИ-220 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
354	ПС 220 кВ Степная (220/35/10), ЗРУ-10 кВ, яч. №108	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51368-12	A	TPU	RTU-325T Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	TPU		
				C	TPU		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51401-12	A	TJP		
				B	TJP		
				C	TJP		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
355	ПС 220 кВ Степная (220/35/10), ЗРУ-10 кВ, яч. №205	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51368-12	A	TPU		
				B	TPU		
				C	TPU		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51401-12	A	TJP		
				B	TJP		
				C	TJP		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-20	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Примечания:

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных 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 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1,107,108,304	Активная	1,0	4,9
	Реактивная	2,1	3,7
55,139	Активная	0,8	4,8
	Реактивная	1,9	3,1
2,13,16,29-31,53,54,58, 59,73, 74, 78,82,91,92,100,101,103,104,127- 130,137,138,141,145-147,149, 150, 153,154,157,158,161,162,170,179,18 5,186,188-190,198,199,220, 245,259, 262,270,271,273,279-281,287,288, 299,335-337,350	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
3-6,8,9,37,38,60,61,86, 131,178, 191,192,252,266,275,276,284,285, 289-291,302,303,307,308,312- 316,318-320,330,331,333,334	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
7,12,26,46-49,52,62,81,87,96,97, 119,121,133,142,165,166,180,195- 197,274,309,317,323,324,332	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
10,11,15,32,41,77,88,93,102,113- 116,120,124,140,148,169,171,187, 221,240,243,244,248,249,255,258, 260,261,269,272,338,351	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
14,83,201,204-206,222,349	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
17,18,20,22-25,27,28,33-36,39,40, 42-45,50,51,56,57,66-72,75,76, 79,80,84,85,89,90,94,95,98,99,105, 106,109-112,117,118,122,123, 125, 126,135,136,143,144,151,152,155, 156,159,160,163,164,167,168,175- 177,181-184,193,194,207-210,218, 219,224-230,236-239,241,242, 246, 247,250,251,253,254,256,257,263- 265,267,268,277,278,282,283,294- 298,305,306,310,311,321,322,328, 329,339-348,352-353	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
19,64,223,301,325	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,3	4,0
21,65,211-214,231,232,235,286, 300,326,327	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
63,172-174,233,234	Активная	0,9	5,5
	Реактивная	2,1	3,3

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
132,134,200,202,203,292,293, 354,355	Активная	1,1	4,9
	Реактивная	2,3	3,9
215-217	Активная	1,1	5,2
	Реактивная	2,3	4,8
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 плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °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, ТУ 4228-011-29056091-11 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
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД RTU-325Т - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа: - 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 Альфа А2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325Т: - 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	35000 72 50000 72 120000 72 90000 72 120000 72 40000 24 35000 24 55000 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 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	130 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	12 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	18 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ220-II*	4 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ-220II*	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	10 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	31 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛЮ-10	85 шт.
Трансформаторы тока	ТРГ-110 II*	6 шт.
Трансформаторы тока	GS-12	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	36 шт.
Трансформаторы тока	IMB 123	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	18 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-220 II*	1 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	162 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	111 шт.
Трансформаторы тока	STPP-38	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-220	7 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	93 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	18 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	18 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	21 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	1 шт.
Трансформаторы тока	TRU	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	13 шт.
Трансформаторы напряжения	CPA 123	3 шт.
Трансформаторы напряжения	CPB 123	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	38 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	11 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	294 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	183 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТАМИ-10У3	2 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	5 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЈР	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А2	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	183 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	155 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	5 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.185.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 Кемеровской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

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 инвестиционно-инжиниринговая группа
«КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.

