

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

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) АО "Сукремльский чугунолитейный завод"	Обозначение отсутствует	Е	82850-21	872	Общество с ограниченной ответственностью "ВН - Энерготрейд" (ООО "ВН - Энерготрейд"), Московская обл., г. Чехов	Акционерное общество "Сукремльский чугунолитейный завод" (АО "СЧЗ"), Калужская обл., г. Людиново	ОС	МП СМО-1703-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	22.03.2021
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная	Обозначение отсутствует	Е	82851-21	071	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой	ОС	МП 527-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Донская ЭнергоСтроительная Ком-	ФБУ "Пензенский ЦСМ", г. Пенза	05.04.2021

	ная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 500 кВ Невинномысск (ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки I, II цепь)					энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А	энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А				пания" (ООО "ДЭСК"), г. Ростов-на-Дону, ул. Максима Горького, д. 11/43		
3.	Преобразователи перемещения токовых реле	BN-3300XL	Е	82852-21	20D0121R, 20D0121T, 20D0156C, 20C015E0, 20C015E1, 20C00UWR, 20D0150J, 20D0150K, 20D01KK7, 20D0150G, 20D0150H, 20D01J9W, 20D01500, 20D01501, 20D01JDP, 20D01J9X, 20D01J9Y, 20G00TL1, 20D022DH, 20D022DJ, 20F02GR1, 20D0150L, 20D0150M, 20G00TL2, 20G01HYY, 20G01HYZ, 20G01HZ0, 20G01HZ1,	Фирма "Bently Nevada, LLC", США	Общество с ограниченной ответственностью "Бейкер Хьюз Рус Инфра" (ООО "Бейкер Хьюз Рус Инфра"), г. Москва	ОС	МП 204/3-17-2020	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Бейкер Хьюз Рус Инфра" (ООО "Бейкер Хьюз Рус Инфра"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	28.12.2020

					20C01UH5, 20G00RX6, 20G00RX7, 20G00RX8, 20G00RX9, 20G00RXA, 20G00RXC, 20F028JC, 20F028JD, 20F028JE, 20F028JG, 20F028JH, 20F028JJ, 20G00RXD, 20G00RXE, 20G00RXG, 20G00RXH, 20G00RXJ, 20G00RXK, 20B01J53, 20B01J54, 20B01J55, 20B01J56, 20B01J57, 20B01J58, 20B01J59, 20B01J5A, 20B01J5C, 20B01DU7, 20B01DU8, 20B01DU9, 20B01DUA, 20B01DUC, 20B01DUD, 20B01DUE, 20B01DUG, 20B01DUH, 20B022TN, 20B022TP, 20B022TR, 20B022TT,							
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--

					20B022TU, 20B022TW, 20B022TX, 20B022TY, 20B022TZ, 20B022U0, 20B022U1, 20B022U2, 20B022U3, 20B022U4, 20B022U5, 20B022U6, 20B022U7, 20B022U8, 20B022UP, 20B022UR, 20B022UT, 20B022UU, 20B022UW, 20B022UX, 20B022UY, 20B022UZ, 20B022W0, 20B022WY, 20B022WZ, 20B022X0, 20B022X1, 20B022X2, 20B022X3, 20B022X4, 20B022X5, 20B022X6, 20B022WL, 20B022WM, 20B022WN, 20B022WP, 20B022WR, 20B022WT, 20B022WU, 20B022WW, 20B022WX,								
--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	--	--	--

					20B022W9, 20B022WA, 20B022WC, 20B022WD, 20B022WE, 20B022WG, 20B022WH, 20B022WJ, 20B022WK								
4.	Система коммерческого учета дизельного топлива в резервуарном парке склада ГСМ ООО "ГРК "Быстринское"	Обозначение отсутствует	Е	82853-21	ГБ.425.2021-001	Общество с ограниченной ответственностью "Гибрид Инжиниринг" (ООО "Гибрид Инжиниринг"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью "Гибрид Инжиниринг" (ООО "Гибрид Инжиниринг"), г. Новосибирск	ОС	МП-342-RA.RU.310 556-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Гибрид Инжиниринг" (ООО "Гибрид Инжиниринг"), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	28.05.2021
5.	Система автоматизированная верхнего налива светлых нефтепродуктов на 4 поста, АО "Новошахтинский завод нефтепродуктов", титул 76	АСВН-4-Т76-НЗНП	Е	82854-21	01	Общество с ограниченной ответственностью "АСП-АКВА" (ООО "АСП-АКВА"), г. Москва	Акционерное общество "Новошахтинский завод нефтепродуктов" (АО "Новошахтинский завод нефтепродуктов"), Ростовская обл., Красносулинский р-н, с/п Киселевское	ОС	МЦКЛ.031 2.МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "АСП-АКВА" (ООО "АСП-АКВА"), г. Москва	ЗАО КИП "МЦЭ", г. Москва	02.06.2021
6.	Установки поверочные трубопоршневые	СИРИ-УС	С	82855-21	314/1, 315	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Нефть и Газ", г. Калининград	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Нефть и Газ", г. Калининград	ОС	МИ 3593-2017, МИ 3594-2017	2 года - для стационарного типа ис-	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Нефть и Газ", г. Калининград	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	10.06.2021

										пол- нения и 1 год - для пере- движ- ного типа ис- пол- нения			
7.	Измерители параметров изоляции	СА7200	С	82856-21	004	Общество с ограниченной ответственностью "ОЛ-ТЕСТ РУСЬ" (ООО "ОЛ-ТЕСТ РУСЬ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ОЛ-ТЕСТ РУСЬ" (ООО "ОЛ-ТЕСТ РУСЬ"), г. Москва	ОС	МП 206.1-021-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ОЛ-ТЕСТ РУСЬ" (ООО "ОЛ-ТЕСТ РУСЬ"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	11.06.2021
8.	Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №2063 ЦПСН "Промсвет" ТПП "РИТЭК-Самара-Нафта"	Обозначение отсутствует	Е	82857-21	11	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	Территориально-производственное предприятие "РИТЭК-Самара-Нафта" Общество с ограниченной ответственностью "Российская инновационная топливно-энергетическая компания" (ТПП "РИТЭК-Самара-Нафта" ООО "РИТЭК"), г. Самара	ОС	НА.ГНМЦ. 0572-21 МП	1 год	ООО "Метрология и Автоматизация", г. Самара	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), Республика Татарстан, г. Казань	06.04.2021

9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала "Невинномысская ГРЭС" ПАО "Энел Россия"	Обозначение отсутствует	Е	82858-21	500	Публичное акционерное общество "Энел Россия" (ПАО "Энел Россия"), 357107, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Энергетиков, 2	Публичное акционерное общество "Энел Россия" (ПАО "Энел Россия"), 357107, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Энергетиков, 2	ОС	МП-312235-145-2021	4 года	Публичное акционерное общество "Энел Россия" (ПАО "Энел Россия"), 357107, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Энергетиков, 2	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д.130, стр.2	31.05.2021
10.	Полуприцепы-цистерны	SF3B	Е	82859-21	X8ASF3B38K0000400, X8ASF3B38K0000531, X8ASF3B38K0000532, X8ASF3B38K0000599, X8ASF3B38K0000601, X8ASF3B38K0000787, X8ASF3B38K0000788, X8ASF3B38K0000789, X8ASF3B38K0000824, X8ASF3B38K0000825, X8ASF3B38K0000826, X8ASF3B38K0000827,	Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель" (ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель"), г. Чебоксары	Закрытое акционерное общество "Чебоксарское предприятие "Сеспель" (ЗАО "Чебоксарское предприятие "Сеспель"), г. Чебоксары	ОС	ГОСТ 8.600-2011	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "АвтоПартнер" (ООО "АвтоПартнер"), г. Тюмень	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	26.03.2021

					X8ASF3B38K00008 28, X8ASF3B38K00008 29, X8ASF3B38K00008 98, X8ASF3B38K00008 99, X8ASF3B38K00009 00, X8ASF3B38K00009 01, X8ASF3B38K00009 02, X8ASF3B38K00009 03, X8ASF3B38K00009 04, X8ASF3B38K00009 05, X8ASF3B38K00009 06, X8ASF3B38K00009 07, X8ASF3B38K00009 08, X8ASF3B38K00009 09, X8ASF3B35K00002 58, X8ASF3B35K00006 22								
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	82860-21	17.001-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-	ОС	МП-338-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	21.05.2021

	энергии ООО "Газ- пром энерго" ООО "Газ- пром транс- газ Ухта" Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 "Гря- зовец"					технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург				технический центр ООО "Газпром энер- го"), г. Орен- бург		
12.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии ООО "Газ- пром энерго" ООО "Газ- пром транс- газ Ухта" КС-18 "Мышкин"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	82861-21	17.002-2021	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-348- РА.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энер- го" (Инженер- но- технический центр ООО "Газпром энер- го"), г. Орен- бург	Западно- Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ" , г. Новоси- бирск	20.05.2021
13.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "СЕВЭНЕР- ГОСБЫТ"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	82862-21	848	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	ОС	МП СМО- 1106-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	15.06.2020

14.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС-6000	Е	82863-21	10, 11, 12	Закрытое акционерное общество "Востокбункер" (ЗАО "Востокбункер"), Приморский край, Хасанский р-он, пос. Славянка	Закрытое акционерное общество "Востокбункер" (ЗАО "Востокбункер"), Приморский край, Хасанский р-он, пос. Славянка	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Закрытое акционерное общество "Востокбункер" (ЗАО "Востокбункер"), Приморский край, Хасанский р-он, пос. Славянка	ФБУ "Томский ЦСМ", г. Томск	11.05.2021
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Калужской области	Обозначение отсутствует	Е	82864-21	175	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-149-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	11.06.2021
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС	Обозначение отсутствует	Е	82865-21	001	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а	ОС	МП ЭПР-365-2021	4 года	Акционерное общество "Атомэнергопромсбыт" (АО "Атомэнергопромсбыт"), г. Москва	ООО "ЭнергоПромРесурс", Московская обл., г. Красногорск	11.06.2021

	КУЭ) АО "Атомэнергосбыт" (ПАО "Химикометаллургический завод")												
17.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Шершнинского щебеночного завода	Обозначение отсутствует	Е	82866-21	001	Акционерное общество Группа Компаний "Системы и Технологии" (АО ГК "Системы и Технологии"), Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27	Акционерное общество "Первая нерудная компания" (АО "ПНК"), г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Якиманка, ул. Большая Якиманка, д. 6, этаж 2, помещ. 1, каб. 8	ОС	МП 7-2021	4 года	Акционерное общество Группа Компаний "Системы и Технологии" (АО ГК "Системы и Технологии"), г. Владимир	Акционерное общество Группа Компаний "Системы и Технологии" (АО ГК "Системы и Технологии"), г. Владимир	19.04.2021
18.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения ОАО "РЖД"	Обозначение отсутствует	Е	82867-21	177	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0019.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА "КАРНЕОЛ" (ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ"), г. Магнитогорск	23.04.2021

	в границах Курской об- ласти												
19.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии ООО "Газ- пром энерго" ООО "Газ- пром транс- газ Томск" Томское ЛПУ МГ КС "Чажемто"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	82868-21	16.005-2021	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энерго" (Ин- женерно- технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-358- РА.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно- технический центр Обще- ства с ограни- ченной ответ- ственностью "Газпром энер- го" (Инженер- но- технический центр ООО "Газпром энер- го"), г. Орен- бург	Западно- Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ" , г. Новоси- бирск	31.05.2021
20.	Система из- мерений ко- личества и параметров нефтегазово- дяной смеси АО "Татнеф- тепром" на ПСП "Шешма"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	82869-21	96	Общество с ограниченной ответственно- стью "Итом- Прогресс" (ООО "Итом- Прогресс"), г. Ижевск	Общество с ограниченной ответственно- стью "Итом- Прогресс" (ООО "Итом- Прогресс"), г. Ижевск	ОС	НА.ГНМЦ. 0587-21 МП	1 год	Акционерное общество "Татнефте- пром" (АО "Татнефте- пром"), Рес- публика Татар- стан, г. Альме- тьевск	Акционерное общество "Нефтеавтома- тика" (АО "Нефтеавтома- тика"), г. Ка- зань	09.06.2021
21.	Установка поверочная малогаба- ритная	УПМ	С	82870-21	001, 002	Общество с ограниченной ответственно- стью "Элек- троТехноСер- вис" (ООО "ЭлТеС"), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственно- стью "Элек- троТехноСер- вис" (ООО "ЭлТеС"), г. Новосибирск	ОС	МП 1283- 1-2021 "ГСИ. Установка поверочная малогаба- ритная УПМ. Ме- тодика по- верки"	1 год	Общество с ограниченной ответственно- стью "Элек- троТехноСер- вис" (ООО "ЭлТеС"), г. Новосибирск	ВНИИР - фи- лиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менде- леева", г. Ка- зань, ул. 2-я Азинская, д. 7 "а"	25.03.2021

22.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП "Комсомольская ТЭЦ-3" филиала "Хабаровская генерация" АО "ДГК"	Обозначение отсутствует	Е	82871-21	776.20	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	СП "Комсомольская ТЭЦ-3" филиала "Хабаровская генерация" АО "ДГК", г. Комсомольск-на-Амуре	ОС	МП СМО-0506-2021	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	07.06.2021
23.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Баксан	Обозначение отсутствует	Е	82872-21	276	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-707-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	25.06.2021
24.	Машины координатные измерительные портальные	CRYST A-Arex	С	82873-21	60016220; 60386250; 70306240; 60246280; 60246280; 60206290;60546220; 60196230; 60256210;	Mitutoyo Corporation, Япония	Mitutoyo Corporation, Япония	ОС	МП 203-10-2021	1 год	ООО "Митутойо РУС" Россия, г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	22.06.2021

					60216210; 60056210; 60596210; 70496240; 70176240; 70416280; 61206220								
25.	Мерник 1 класса V=0,75 м³	Обозначение отсутствует	Е	82874-21	5166.070	Фирма "PIM" Ltd., Болгария	Фирма "PIM" Ltd., Болгария	ОС	ГОСТ 8.633-2013	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Лоза" (ООО "Лоза"), Краснодарский край, Анап- ский р-н, с. Сукко	ФБУ "Красно- дарский ЦСМ", г. Краснодар	07.06.2021
26.	Преобразо- ватели пере- мещения токовых пре- врателей	BN- 3300XL	Е	82875-21	20F01K6P, 20F01K6X, 20F01K6Y, 20F01K6Z, 20F01K70, 20F01K6R, 20F01K6T, 20F01K6U, 20F01K6W, 20F01GDY, 20F01GDH, 20F01GDJ, 20F01GDK, 20F01GDL, 20F01GC6, 20F01GC7, 20F01GDA, 20F01GDC, 20F01GDD, 20F01GDE, 20F01GDG, 20F01GDM, 20F01GDN, 20F01GDP, 20F01GD0, 20F01GD1,	Фирма "Bently Nevada, LLC", США	Общество с ограниченной ответственностью "Бейкер Хьюз Рус Ин- фра" (ООО "Бейкер Хьюз Рус Инфра"), г. Москва	ОС	МП 204/3- 18-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Бейкер Хьюз Рус Ин- фра" (ООО "Бейкер Хьюз Рус Инфра"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	23.06.2021

					20F01KL2, 20F01KL3, 20F01KL4, 20F01KL5, 20F01KL6, 20F01KKL, 20F01KKM, 20F01KKN, 20F01KKP, 20F01KKR, 20F01KKT, 20F01KKU, 20F01KKW, 20F01KLH, 20F01KLJ, 20F01KLK, 20F01KLL, 20F01KLM, 20F01KLN, 20F01KLP, 20F01KLR								
27.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орловская Районная	Обозначение отсутствует	Е	82876-21	287	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-740-500-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	09.07.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82850-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сукремльский чугунолитейный завод»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

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

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

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ принимающим сигналы точного времени от навигационных космических аппаратов систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA9 49114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0 F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27 E1CA480AC	
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41 B548D2C83	
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B737261328CD778 05BD1BA7	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63 D00B0D9F	MD5
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4 D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049 AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814 C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B35 6A1D1E75	

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Агрегатная, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.15, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
2	ПС 110 кВ Агрегатная, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.12, КЛ-6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
3	ПС 110 кВ Агрегатная, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, Яч.25, КЛ-6 кВ	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
4	ПС 110 кВ Агрегатная, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, Яч.32, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
6	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.5	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 2473-69	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 323-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
7	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.4	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
8	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, Яч.11	ТОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
9	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.18, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ЦРП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, Яч.10, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
11	ТП-7 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Малахов В.И.	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
12	ТП-7 6 кВ, ШУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО КМУ ЦЭМ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
13	ТП-1 6 кВ, ШУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ПАО МТС	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
14	ТП-1 6 кВ, ШУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ПАО Мегафон	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	РУ-0,4 кВ Слесарной мастерской, ШУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Торговый дом Санто-Холдинг-Плюс	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
16	РУ-0,4 кВ Слесарной мастерской, ШУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Калуга-Газ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 50460-18		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
17	ТП-5 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Арефьев А.В.	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
18	ТП-5 6 кВ, ШУ-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Григорян А.Д.	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
19	ТП-5 6 кВ, ШУ-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Герасимов А.А.	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	РУ-0,4 кВ Инженерного корпуса, ШУ 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Ул. Пролетарская	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,7 ±5,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана: ИК №№ 11, 17-20 – для $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$; ИК №№ 1-10, 12-16 – для $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$, $I=0,05 \cdot I_{\text{ном}}$; и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-20 от минус 40°С до плюс 60°С. 4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6. Допускается замена УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа. 7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК №№ 11, 17-20 для ИК №№ 1-10, 12-16 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-3, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,5 до 50,5 от -40 до +35 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08, (рег. № 36697-17) для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.20 (рег. № 50460-18) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	5 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	15 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5 шт.
Трансформатор напряжения	НТМК-6-48	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6УЗ	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	10 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	5 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	5 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1 шт.
Методика поверки	МП СМО-1703-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.872 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

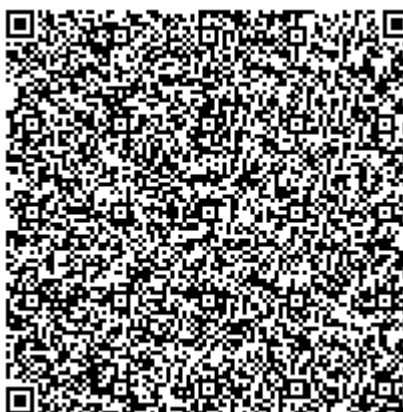
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВН-Энерготрейд»
(ООО «ВН-Энерготрейд»)
ИНН 5048024231
Адрес: 142304, Московская обл., г. Чехов, ул. Гагарина, д. 19А
Телефон: 8-800-600-40-65, 8 (496) 727-97-57, 8 (496) 727-97-01
Факс: 8 (496) 727-97-01
E-mail: info@vn-energotrade.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82851-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 500 кВ Невинномысск (ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки I, II цепь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 500 кВ Невинномысск (ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки I, II цепь) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Юга, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в паспорте-формуляре.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и мощности и автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- ведение журналов событий ИИК, ИВКЭ, ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электрической энергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электрической энергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК КО АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Примечание: Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО - MD5	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки I цепь	ТГФ-330 кл.т. 0,2S Ктт=500/1 рег. № 52262-12	НДКМ-330 кл.т. 0,2 $K_{тн}=(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 ТН 1 1 с.ш. 330 кВ НАМИ-330 кл.т. 0,2 $K_{тн}=(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 ТН 2 1 с.ш. 330 кВ	А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325H рег. № 44626-10

Окончание таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
2	ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки II цепь	ТГФ-330 кл.т. 0,2S Ктт=500/1 рег. № 52262-12	НДКМ-330 кл.т. 0,2 $K_{ТН}=(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 ТН 1 2 с.ш. 330 кВ НАМИ-330 кл.т. 0,2 $K_{ТН}=(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15 ТН 2 2 с.ш. 330 кВ	А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325H рег. № 44626-10
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,3	0,8	0,6	0,6
	0,5	2,0	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8

Окончание таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,4	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,9	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003)	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-325Н: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 55000
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1800	2 шт.
Трансформатор тока	ТГФ-330	6 шт.
Трансформатор напряжения	НДКМ-330	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-330	6 шт.
Устройство по сбору и передаче данных	RTU-325H	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	Э2021-1ПС-ОК-024-ИЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	Э2021-1ПС-ОК-024-ФО	1 экз.
Методика поверки	МП 527-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 500 кВ Невинномысск (ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки I, II цепь)», аттестующая организация ФБУ «Пензенский ЦСМ», аттестат аккредитации № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЕНЭС ПС 500 кВ Невинномысск (ВЛ 330 кВ Невинномысск-Барсуки I, II цепь)

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

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

(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

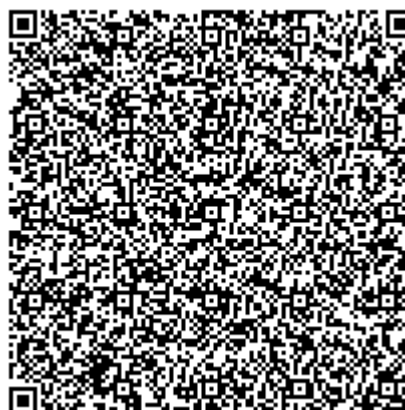
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Регистрационный номер RA.RU.311197 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82852-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL

Назначение средства измерений

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL (далее – преобразователи) предназначены для измерений виброперемещения и относительного перемещения (осевого смещения) на объектах Арктик СПГ.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на взаимодействии электромагнитного поля, создаваемого преобразователем, с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в электропроводящем объекте измерения. Изменение расстояния между чувствительным элементом преобразователя и объектом измерений в процессе перемещения контролируемого объекта приводит к пропорциональному изменению выходного напряжения.

Конструктивно преобразователи состоят из датчика, генератора гармонических колебаний (проксиметра) и соединительного кабеля. Датчик питается высокочастотным напряжением от проксиметра. Измерение виброперемещения происходит без механического контакта преобразователя с контролируемым объектом. Датчик выполнен в виде неразборного цилиндрического корпуса с внешней резьбой для проходного монтажа.

На датчик и проксиметр отдельно нанесены заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений. Место и способ нанесения заводского номера обеспечивает возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации средств измерений

Общий вид преобразователей перемещения токовых вихревых BN-3300XL представлен на рисунке 1. Пломбирование преобразователей не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт.



Рисунок 1 - Общий вид преобразователей перемещения токовых проводов BN-3300XL

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение коэффициента преобразования, мВ/мкм	7,87
Пределы отклонения действительного значения коэффициента преобразования от номинального значения, %	± 10
Диапазон измерений виброперемещения, мкм	от 1 до 1000
Диапазон рабочих частот, Гц	от 0 до 1000
Нелинейность амплитудной характеристики, %	$\pm 1,5$
Неравномерность частотной характеристики в диапазоне рабочих частот, %	$\pm 2,5$
Диапазон измерений относительного перемещения (осевого смещения), мм	от 0,25 до 2,3
Пределы основной относительной погрешности измерения относительного перемещения (осевого смещения), %	± 3
Пределы допускаемого дополнительного отклонения коэффициента преобразования от номинального значения, вызванного изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений в диапазоне рабочих температур, %/°C	$\pm 0,02$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C	от 18 до 28

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическое сопротивление изоляции, не менее, МОм	50
Электрическая прочность изоляции, не менее, В	1000
Напряжение питания, В	от -17,5 до 26
Потребляемая мощность, Вт	0,82
Рабочий диапазон температур, °С	от -52 до +177
Габаритные размеры датчика, мм, не более	
- диаметр	10
- длина	250
Габаритные размеры проксиметра, мм, не более	
- диаметр	81,3
- ширина	61,2
- высота	63,5
Масса комплекта, г, не более	720

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Преобразователи перемещения токовых реверсивных BN-3300XL в составе:	
- датчики	88 шт.
- проксиметры	72 шт.
Паспорт	160 экз.
Методика поверки МП 204/3-17-2020	1 экз.
Руководство по эксплуатации	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации на преобразователи перемещения токовых реверсивных BN-3300XL раздел 4 «Установка и применение».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователям перемещения токовых реверсивных BN-3300XL

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

Техническая документация фирмы «Bently Nevada, LLC», США

Изготовитель

Фирма «Bently Nevada, LLC», США

Адрес: 1631 Bently Parkway South Minden, Nevada 89423, США

Телефон: +1 775 782 3611

Факс: +1 775 215 2876

Web-сайт: www.ge-mcs.com/bently-nevada

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

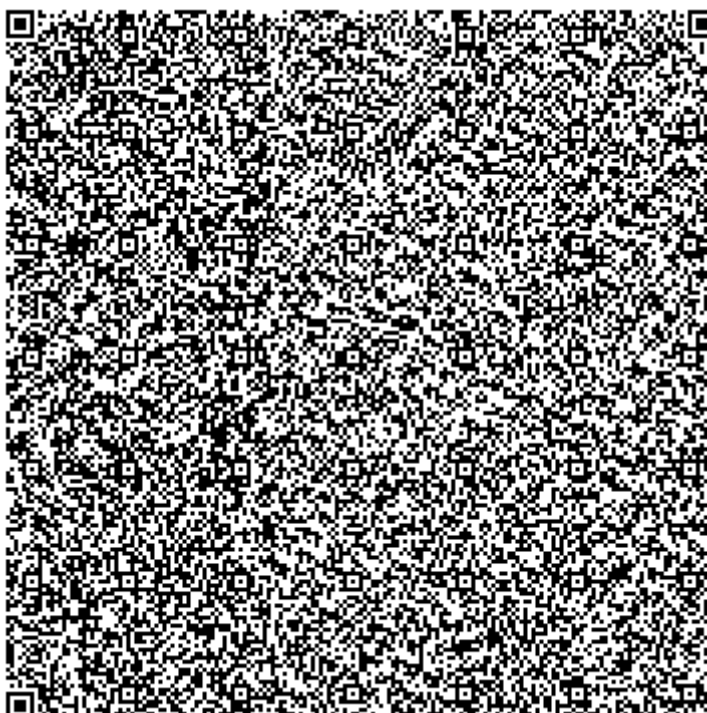
Телефон: +7 (495) 437 55 77

Факс: +7 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82853-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система коммерческого учета дизельного топлива в резервуарном парке склада ГСМ ООО «ГРК «Быстринское»

Назначение средства измерений

Система коммерческого учета дизельного топлива в резервуарном парке склада ГСМ ООО «ГРК «Быстринское» (далее – система) предназначена для измерений уровня, гидростатического давления и температуры, вычисления массы дизельного топлива в резервуарах вертикальных стальных цилиндрических РВС-2000 при ведении учётных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи комплекса измерительно-вычислительного STARDOM цифровых входных сигналов, поступающих по измерительным каналам от средств измерений, входящих в состав системы, с последующим вычислением, регистрацией и отображением результатов измерений на автоматизированном рабочем месте (далее – АРМ) оператора.

Система реализует косвенный метод измерений массы, основанный на гидростатическом принципе по ГОСТ 8.587-2019.

Система представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационной документацией ее компонентов.

Система состоит из средств измерений, монтируемых на шести вертикальных стальных цилиндрических резервуарах РВС-2000, комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора. Конструктивно система состоит из шести автономных блоков, каждый из которых обеспечивает измерение массы дизельного топлива в одном резервуаре. Перечень измерительных каналов (далее – ИК) в составе каждого автономного блока приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК для каждого автономного блока

Наименование ИК	Первичный измерительный преобразователь (далее - ПИП)	Система сбора и обработки информации
ИК уровня дизельного топлива	Уровнемер магнитострикционный многопараметрический ВЕКТОР, модификация ВЕКТОР2113U-ДПТ (регистрационный №67382-17) с преобразователем (датчиком) давления измерительным EJ*, модификации EJX110A (регистрационный № 59868-15) в составе	Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий STARDOM (регистрационный № 27611-14) на базе контроллера STARDOM FCN и АРМ оператора на базе персонального компьютера
ИК уровня подтоварной воды		
ИК температуры		
ИК гидростатического давления		
ИК массы	Сложный ИК, реализующий косвенный метод измерений массы по результатам измерений ИК уровня, температуры и гидростатического давления	

Цифровой сигнал по протоколу Modbus RTU с информацией об измеренных в резервуарах уровнях, температуре, гидростатическом давлении от ПИП поступает на входы комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM, который используя заранее введенные конфигурационные данные о параметрах резервуаров выполняет расчет количества дизельного топлива. Визуализация измерительной информации и взаимодействие оператора с системой обеспечивается через АРМ оператора.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение температуры, гидростатического давления, уровня дизельного топлива и подтоварной воды в резервуаре;
- вычисление объема, средней плотности и массы дизельного топлива в резервуаре;
- контроль нарушения предупредительных границ и аварийных значений;
- отображение на АРМ оператора мгновенных и рассчитанных значений, архивных данных учета, диагностической информации системы в виде мнемосхем, трендов;
- разграничение доступа к данным для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств Системы;
- долговременное автоматическое архивирование и хранение измерительной информации;
- формирование на основе архивных данных различного вида и назначения установленных форм отчетных документов.

Пломбирование системы не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы, обеспечивающее реализацию функций системы, состоит из ПО комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора осуществляет отображение технологических параметров процесса, состояние технологического оборудования и запорно-регулирующей арматуры в виде таблиц и мнемосхем, ведение архивов.

Метрологически значимым является встроенное программное обеспечение комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM.

В комплексе измерительно-вычислительном и управляющем STARDOM установлено прикладное модульное ПО: «Комплекс программно-технических средств вычислений расхода жидкостей и газов на базе комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM» (далее – «КИТС Stardom-Flow»).

Встроенное ПО размещается в энергонезависимой памяти контроллеров и недоступно для считывания и модификации в процессе эксплуатации. Идентификационные признаки встроенного ПО в соответствии с описанием типа комплексов измерительно-вычислительных и управляющих STARDOM приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные признаки встроенного системного ПО контроллера

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	STARDOM (FCN)
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Версия операционной системы (OS Revision) и загрузочного ПЗУ (BootROM Revision) не ниже R3.01.00; версия среды исполнения Java (JEROS Revision) не ниже JRS: R2.01.00
Цифровой идентификатор ПО	–

Идентификационные признаки встроенного прикладного ПО КИТС «STARDOM-Flow»

приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные признаки ПО «КПТС Stardom-Flow»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«КПТС Stardom-Flow»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	V2.0
Цифровой идентификатор ПО	Модуль расчёта параметров продуктов в резервуарах 0xCA52 (51794) ¹⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
¹⁾ в скобках цифровой идентификатор ПО приведен в десятичном формате	

Защита модулей ПО «КПТС Stardom-Flow» от несанкционированного доступа и изменений случайного характера осуществляется встроенным в операционную систему комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM механизмом защиты. Операционная система комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM является «закрытой» системой и загружается индивидуально во внутреннюю flash-память с индивидуальной системной лицензией.

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

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений ИК массы, т	от 225 до 1700
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы, %	$\pm 0,5^{1)}$
Диапазон измерений ИК температуры, °C	от -40 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК температуры, °C	$\pm 0,3$
Диапазон измерений ИК уровня дизельного топлива и уровня подтоварной воды, мм	от 500 до 11580
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК уровня уровня дизельного топлива и уровня подтоварной воды, мм	± 1
Диапазон измерений ИК давления, кПа	от 0 до 100
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений погрешности измерений ИК давления, %	$\pm 0,04$
¹⁾ при допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара не более $\pm 0,2$ %	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С: в местах размещения ПИП ¹⁾	от -40 до +40
в месте размещения оборудования комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора	от +18 до +30
- атмосферное давление, кПа - относительная влажность воздуха, % в местах размещения ПИП в месте размещения оборудования комплекса измерительно-вычислительного и управляющего STARDOM и АРМ оператора	от 84 до 106,7 не более 95, без конденсации влаги от 30 до 80
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 50±1
Измеряемая среда	Дизельное топливо по ГОСТ 32511-2013
¹⁾ преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, модификации EJX110А находятся в термочехлах	

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система коммерческого учета дизельного топлива в резервуарном парке склада ГСМ ООО «ГРК «Быстринское»	-	1 шт. зав. № ГБ.425.2021-001
Паспорт	ГБ.425.2021-001.ПС	1 экз.
Руководство пользователя	ГБ.425.2021-001.ИЗ	1 экз.
Методика поверки	МП-342- РА.RU.310556-2021	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 1077-РА.RU.311735-2021 «ГСИ. Масса дизельного топлива. Методика измерений системой коммерческого учета дизельного топлива в резервуарном парке склада ГСМ ООО «ГРК «Быстринское», аттестованной Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», аттестат аккредитации № РА.RU.311735 от 27.06.2016 г. Свидетельство об аттестации № 1077-РА.RU.311735-2021.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе коммерческого учета дизельного топлива, в резервуарном парке склада ГСМ ООО «ГРК «Быстринское»

ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений.

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Гибрид Инжиниринг»

(ООО «Гибрид Инжиниринг»)

ИНН 5410072664

Адрес: 630102, г. Новосибирск, ул. Кирова, д.32

Телефон/факс: +7 (383) 383-05-23

E-mail: office@hybrid-e.ru

Испытательный центр

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

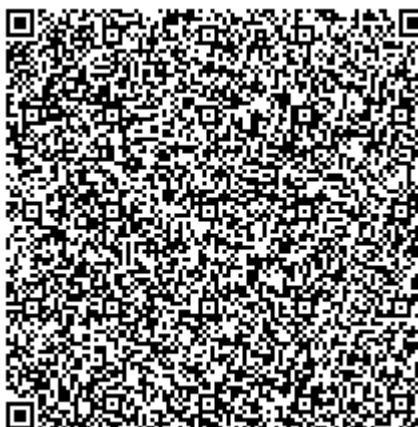
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, Рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, корпус 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +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 01.03.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82854-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная верхнего налива светлых нефтепродуктов на 4 поста, АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», титул 76, АСВН-4-Т76-НЗНП

Назначение средства измерений

Система автоматизированная верхнего налива светлых нефтепродуктов на 4 поста, АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», титул 76, АСВН-4-Т76-НЗНП (далее - АСВН-4-Т76-НЗНП) предназначена для измерения массы светлых нефтепродуктов, отгружаемых в автомобильные цистерны, управления наливом и передачи измеренных значений массы в систему учета отгрузки АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» (далее – АО «НЗНП»).

Описание средства измерений

Принцип действия АСВН-4-Т76-НЗНП основан на прямом методе динамических измерений массы нефтепродуктов в потоке с помощью расходомеров массовых (далее - расходомеров), установленных на каждом посту налива. Во время налива расходомеры формируют и передают в контроллер системы управления Simatic S7-300 (далее – контроллер Simatic S7-300) по цифровому каналу (интерфейс RS-485, протокол ModBus) значение массы отгружаемого нефтепродукта в режиме реального времени. Контроллер Simatic S7-300 принимает данные от расходомеров, и, в зависимости от задания на налив, выдает управляющие сигналы на клапаны для выполнения процесса налива. После окончания процесса налива значения измеренной массы передаются по цифровому каналу (интерфейс Ethernet) от контроллера Simatic S7-300 на автоматизированные рабочие места оператора (далее – АРМ оператора), для визуализации, и в систему учета отгрузки АО «НЗНП», при этом они не подвергаются математическим преобразованиям.

АСВН-4-Т76-НЗНП состоит из 4-х постов налива, в состав которых входят:

- расходомеры массовые Promass F 300, с первичным преобразователем Promass F DN80 (4 шт.), с электронным преобразователем Promass 300 (4 шт.), изготовленные фирмой «Endress+Hauser Flowtec AG», Швейцария, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный номер) 68358-17;

- насосы центробежные, горизонтальные, герметичные, с магнитным приводом, с односторонним всасыванием модели GSA 4x3x6 E-A6SS (2 шт.) и модели GSA 4x3x6 E-A6 (2 шт.) для подачи нефтепродукта на наливные устройства;

- запорные шаровые клапаны типа KHL 510-32-STE (4 шт.), DN80 (4 шт.) и DN150 (4 шт.) производства фирмы «A + R Armaturen GmbH», Германия, с электроприводами AUMA, тип SGExC, , Германия;

- наливные устройства моделей 2620 (4 шт.), производства фирмы «ОМС», Италия, для верхнего налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны.

- система управления на базе контроллера Simatic S7-300, производства фирмы «Siemens», Германия;

- АРМ оператора с установленным программным обеспечением Simatic WinCC Runtime, производства фирмы «Siemens», Германия.

Расходомеры массовые в совокупности с контроллером Simatic S7-300 и АРМ оператора с установленным ПО, образуют 4 измерительных канала, предназначенных для измерений массы нефтепродуктов при наливе в автомобильные цистерны.

Запорные шаровые клапаны предназначены для отсечки подачи нефтепродукта при достижении значения заданной массы. Управление клапанами производится автоматически по сигналам, формируемым в контроллере Simatic S7-300 или дистанционно - по команде от АРМ оператора.

Контроллер Simatic S7-300 является связующим компонентом измерительной системы, обеспечивает приём измерительной информации по цифровому каналу (интерфейс ModBus) от расходомеров массовых и её передачу по цифровым каналам (интерфейс Ethernet) на АРМ оператора, а также выработку управляющих сигналов для управления процессом измерений в автоматизированном режиме на основе сигналов диспетчерского управления, поступающих от АРМ оператора.

АРМ оператора обеспечивает выполнение следующих функций:

- ввод информации о количестве нефтепродукта для отгрузки по каждой секции автоцистерны;
- передачу информации в контроллер Simatic S7-300 для выполнения задания по наливу и формирования сигналов;
- отображение заданного и измеренного количества нефтепродукта;
- отображение, регистрацию значений технологических параметров;
- управление по командам оператора, отображение, регистрацию состояния технологического оборудования;
- передачу в систему учета отгрузки АО «НЗНП» информации по каждой отгруженной партии нефтепродуктов.

Общий вид АСВН-4-Т76-НЗНП представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид АСВН-4-Т76-НЗНП

Схемы пломбировки от несанкционированного доступа расходомеров массовых Promass Схемы пломбировки от несанкционированного доступа с обозначением мест нанесения знака поверки – в соответствии с эксплуатационной документацией на расходомеры массовых Promass F 300 и рисунком 2.

Места установки пломб

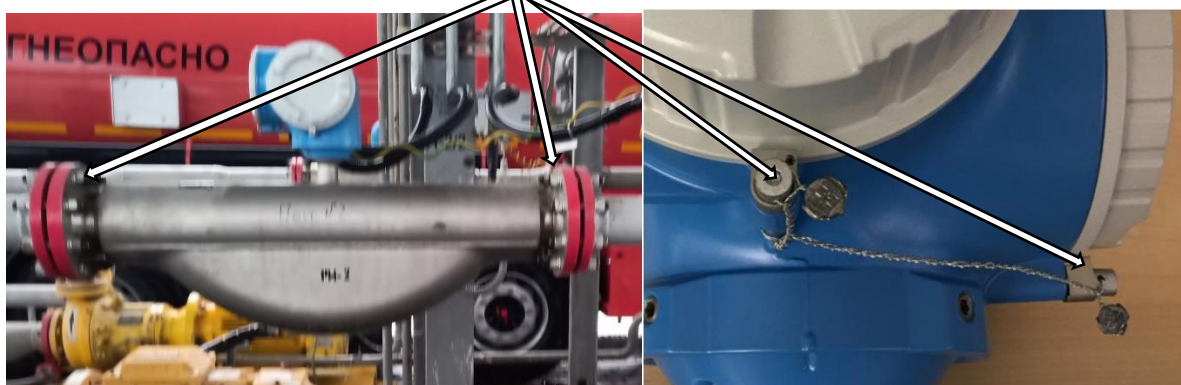


Рисунок 2 – Схема пломбировки фланцев и корпуса электронного преобразователя расходомера массового Promass F 300

Программное обеспечение

АСВН-4-Т76-НЗНП имеет внешнее программное обеспечение (далее – ВПО), загружаемое в оперативную память контроллера Simatic S7-300 и устанавливаемое на АРМ оператора, которое подразделяется на:

- метрологически не значимую часть ВПО, используемую для сбора измерительной информации, управления технологическим процессом налива, обеспечения безопасности налива, осуществления информационного обмена контроллера Simatic S7-300 и АРМ оператора, загружается в оперативную память контроллера Simatic S7-300.

- метрологически значимую часть ВПО, используемую для преобразования, передачи и представления измерительной информации о количестве нефтепродуктов, к которому относится ВПО Simatic WinCC Runtime версии V7.0, устанавливается на АРМ оператора.

В процессе эксплуатации данное ВПО не может быть изменено, т. к. пользователь не имеет к нему доступа.

ВПО АРМ оператора защищено с помощью авторизации пользователя, паролей и ведения журнала событий.

Нормирование метрологических характеристик АСВН-4-Т76-НЗНП проведено с учетом влияния метрологически значимой части ВПО.

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

Идентификационные данные ВПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ВПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Simatic WinCC Runtime
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V7.0
Цифровой идентификатор ПО	не отображается

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная масса отгружаемых нефтепродуктов, кг, не более	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкости, % от измеряемого значения	$\pm 0,25$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон номинальных значений объёмного расхода нефтепродукта при наливе в автомобильную цистерну, м ³ /ч	от 3,6 до 100
Количество одновременно отгружаемых автоцистерн на постах налива, шт., не более	4
Давление в трубопроводах при наливе нефтепродуктов, МПа, не более	1,6
Напряжение электропитания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	от 187 до 242 от 323 до 418
Рабочие условия эксплуатации: - температура отпускаемых нефтепродуктов, °С - температуры окружающей среды, °С: - для технических средств постов налива - для АРМ оператора - относительная влажность воздуха при 15 °С, %, не более: - для технических средств постов налива - для АРМ оператора	от 20 до 70 от -40 до +40 от +10 до +35 97 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации «Система автоматизированная верхнего налива светлых нефтепродуктов на 4 поста, АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», титул 76, АСВН-4-Т76-НЗНП», АСП-0611/20.РЭ, типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная верхнего налива светлых нефтепродуктов на 4 поста, АО НЗНП, титул 76, зав.№01	АСВН-4-Т76-НЗНП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	АСП-0611/20.РЭ	1 экз.
Формуляр	АСП-0611/20.ФО	1 экз.
Методика поверки	МЦКЛ.0312.МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

МЦКЛ.0461.М-2021 ГСИ. Масса светлых нефтепродуктов. Методика измерений Системой автоматизированной верхнего налива светлых нефтепродуктов на 4 поста, АО «НЗНП», титул 76, АСВН-4-Т76-НЗНП, свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № RA.RU.311313/МИ-165-2021 от 06.05.2021 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АСВН-4-Т76-НЗНП.

Постановление Правительства РФ, от 16.11.2020 №1874 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Приказ Росстандарта 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.

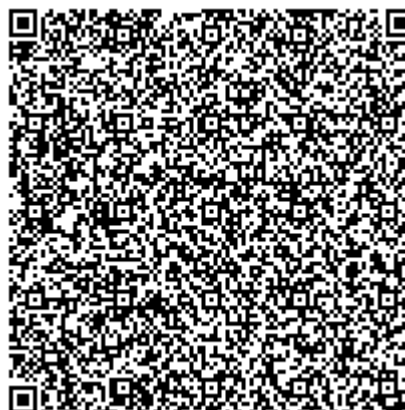
ГОСТ 8.587-2019 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АСП-АКВА»
(ООО «АСП-АКВА»)
ИНН 7701987853
Адрес: 105094, г. Москва, ул. Золотая, д.11, офис 5А
Телефон/факс: +7 (499) 673-00-80
E-mail: info@asp-aqua.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр.8
Телефон (факс): +7 8 (495) 491-78-12
E-mail: sittek@mail.ru, kip-mce@nm.ru
Аттестат аккредитации ЗАО КИП «МЦЭ» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № RA.RU.311313



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82855-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные трубопоршневые СИРИУС

Назначение средства измерений

Установки поверочные трубопоршневые СИРИУС (далее – ТПУ) предназначены для воспроизведения, хранения и передачи единицы объема жидкости в потоке при поверке, калибровке, определении и контроле метрологических характеристик преобразователей объемного и массового расходов, счетчиков жидкости, рабочих эталонов.

Описание средства измерений

Принцип действия ТПУ заключается в повторяющемся вытеснении известного объема жидкости из измерительного участка ТПУ.

При работе ТПУ и поверяемое (калибруемое) средство измерений (далее - СИ) соединяют последовательно. Через технологическую схему с ТПУ и СИ устанавливают необходимое значение расхода жидкости. Четырехходовой переключающий кран ТПУ с помощью привода поворачивают в положение «запуск» и в поток жидкости, проходящей через корпус ТПУ, запускают шаровой поршень. Перемещение поршня через измерительный участок ТПУ с известной вместимостью приводит к последовательному срабатыванию детекторов положения поршня.

Метод поверки, определения и контроля метрологических характеристик СИ основан на сравнении количества жидкости, прошедшей через измерительный участок ТПУ и через СИ.

ТПУ состоит из следующих основных частей, установленных на стальной сварной раме: цилиндрического корпуса с разгонными и измерительными участками, шарового поршня, перемещающегося в корпусе под действием потока жидкости, детекторов положения поршня, четырехходового переключающего крана.

Для измерений температуры и давления жидкости на входе и выходе ТПУ применяются средства измерений температуры и давления утвержденного типа, метрологические характеристики которых должны удовлетворять требованиям методик поверки средств измерений, поверяемых с применением ТПУ.

ТПУ могут работать с измерительно-вычислительными комплексами, контроллерами, вычислителями расхода, счетчиками импульсов и другими средствами измерений, утвержденного типа, имеющими возможность подключения трубопоршневых поверочных установок.

ТПУ выпускаются в стационарном или передвижном (мобильном) исполнении. Общие виды ТПУ представлен на рисунке 1а и 1б. Внешний вид ТПУ определяется исполнением и габаритами.

Заводские номера наносятся на табличку.

Табличка крепится на торцевую часть ТПУ. Вид таблички и место нанесения приведены на рисунке 3. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорт.

Обозначение ТПУ в виде буквенно-цифрового кода в общем виде имеет следующую структуру, расшифровка которой приведена в технической документации изготовителя:

СИРИУС X - X - X - ТУ 26.51.52 – 003 – 95715144 – 2020

1 2 3 4 5

- 1 - наименование ТПУ;
2 – модель;
3 - разряд ТПУ;
4 - класс давления, МПа;
5 - номер ТУ.



a)



6)

Рисунок 1 – Общий вид ТПУ



Рисунок 2 – Место нанесения заводской пломбы



Рисунок 3 – Вид таблички и место нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вместимости измерительного участка, % ⁽¹⁾	$\pm 0,05$; $\pm 0,1$
Среднее квадратическое отклонение случайной составляющей погрешности, %, не более	0,015
¹⁾ в зависимости от заказа	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Параметры электрического питания: - род тока напряжение, В частота, Гц	переменный, одно- или трехфазный 220-33 ⁺²² , 380-57 ⁺³⁸ 50+1			
Потребляемая мощность электропривода, кВт, не более	30			
Модель ТПУ	СИРИУС 100	СИРИУС 150	СИРИУС 300	СИРИУС 500
Максимальное значение расхода рабочей среды ¹⁾ , м³/ч	100	150	300	500
Диапазон вместимости (объема) измерительного участка, м³(объем цикла) ¹⁾	от 0,4 до 0,6	от 0,5 до 0,6	от 0,8 до 1,0	от 1,4 до 2,6
Габаритные размеры, мм, не более - длина; - ширина; - высота	11000 2450 2450	13600 2450 2450	13600 2450 2650	13600 2450 2650
Масса, кг, не более	14000	16000	18000	20000
Условия эксплуатации:	вода, нефть, нефтепродукты, химикаты, промышленные жидкости, сжиженный газ, газовый конденсат			
- рабочая среда				
- класс давления, (МПа) ¹⁾	1,6; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0			
- температура рабочей среды, °С	от -40 до +115			
- кинематическая вязкость рабочей среды, сСт	от 0,4 до 1000			
- температура окружающего воздуха ²⁾ , °С	от -60 до +50			
Средняя наработка на отказ, ч	36 000			
Средний срок службы, не менее, лет	15			

¹⁾ в зависимости от заказа; значение максимального расхода может варьироваться ± 25 %, максимальное значение расхода определяется индивидуально для каждого ТПУ и указывается в паспорте ТПУ;

²⁾ при отрицательных температурах, при наличие требований проекта может быть предусмотрена теплоизоляция (и, при необходимости, электрообогрев) измерительного участка и детекторов движения шарового поршня.

Знак утверждения типа

наносится на металлическую фирменную табличку и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом. Табличка крепится на торцевую часть ТПУ.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность ТПУ

[illegible]

Сведения о методиках измерений

приведены в эксплуатационном документе «Руководство по эксплуатации установки поверочные трубопоршневые СИРИУС», раздел 10.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к ТПУ

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости, часть 2, утвержденная Приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256

Технические условия ТУ 26.51.52-003-95715144-2020. Трубопоршневые поверочные установки (ТПУ) СИРИУС.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия»,
ИНН 3908036487

Адрес: Россия, 236039, г. Калининград, ул. Портовая, 41,

Телефон: +7 (4012) 31 07 28, факс: +7 (4012) 31 07 29,

E-mail: office@ogsb.ru,

Web-сайт: www.ogsb.ru

Испытательный центр

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

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

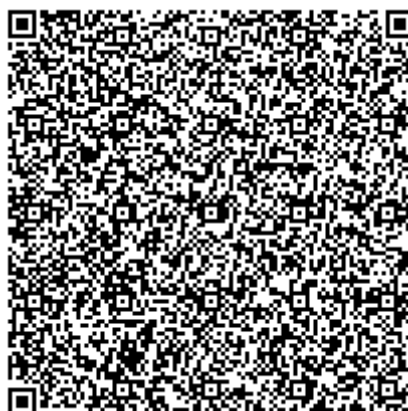
Телефон: (812) 251-76-01

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.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82856-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители параметров изоляции СА7200

Назначение средства измерений

Измерители параметров изоляции СА7200 предназначены для измерений электрической емкости, тангенса угла потерь, а также воспроизведений напряжения и частоты переменного тока при определении параметров изоляции энергетического оборудования в заводских и полевых условиях с применением встроенного источника испытательного напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей параметров изоляции СА7200 (далее – измерители) основан на использовании двухканального вектормерного измерительного устройства с применением измерительных токовых шунтов на входе каждого из каналов. Ко входу одного из каналов подключается встроенный эталонный конденсатор, а ко второму – испытуемый объект, которые совместно с источником испытательного напряжения образуют мостовую схему измерений.

Конструктивно измерители выполнены в виде моноблочного устройства и размещены в ударопрочном кейсе с колесами. Разъемы, клеммы, кнопка аварийного отключения и сенсорный дисплей расположены на панели управления.

Измерители проводят измерения силы токов на выходах эталонного конденсатора и объекта измерений и разность фаз между ними, а остальные величины определяются путем вычислений при помощи встроенного программного обеспечения.

В целях обеспечения безопасности при выполнении измерений на высоком напряжении измерители оборудованы внешним аварийным выключателем.

Для переноски и хранения кабелей предусмотрена специальная сумка.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

На передней стенке корпуса каждого блока установки имеют табличку с напечатанными на ней серийными номерами в виде цифровых обозначений, обеспечивающие возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации СИ.

Общий вид средства измерений и обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и обозначение места пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационные данные ПО	CA7200.hex
Версия ПО	не ниже 1.104
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений электрической емкости, пФ	от 6 до $6 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений электрической емкости, пФ	$\pm(0,001 \cdot C_x + 0,1)^*$
Диапазон измерений тангенса угла потерь	от $1,0 \cdot 10^{-4}$ до 1,0
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений тангенса угла потерь	$\pm(0,005 \cdot \operatorname{tg} \delta_x + 0,0001)^*$
Диапазон воспроизведений напряжения переменного тока, В	от 100 до 12000
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности воспроизведений напряжения переменного тока, В	$\pm(0,003 \cdot U_x + 1)^*$
Диапазон воспроизведений частоты переменного тока, Гц	от 15 до 400
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности воспроизведений частоты переменного тока, Гц	$\pm(0,001 \cdot f_x + 0,1)^*$
Примечание *: C_x – измеренное значение электрической емкости, пФ; $\operatorname{tg} \delta_x$ – измеренное значение тангенса угла потерь; U_x – измеренное значение напряжения переменного тока, В; f_x – измеренное значение частоты напряжения переменного тока, Гц.	

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: напряжения переменного тока, В частота переменного тока, Гц	от 110 до 242 50
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более - измерителя параметров изоляции СА7200 (основного блока) - конденсатора эталонного - конденсатора измерительного TTR - сумки с кабелями	550 × 330 × 250 112 × 112 × 47 110 × 110 × 250 800 × 400 × 500
Масса, кг, не более - измерителя параметров изоляции СА7200 (основного блока) - конденсатора эталонного - конденсатора измерительного TTR - сумки с кабелями	27 3 2 13,5
Рабочие условия применения - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -10 до +40 до 80 от 84 до 106
Средний срок службы, лет Средняя наработка на отказ, ч	8 8000

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на измеритель фотохимическим методом и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
СА7200 (основной блок)	411722.019-10	1 шт.
Кабель ВН, 20 м	685651.062-10	1 шт.
Кабель измерительный, синий, 20 м	685612.129-10	1 шт.
Кабель измерительный, желтый, 20 м	685612.130-10	1 шт.
Кабель заземления, 10 м	685615.012-10	1 шт.
Кнопка безопасности (длина кабеля 10 м)	418131.005-10	1 шт.
Руководство по эксплуатации	411213.014-10 РЭ	1 экз.
Паспорт	411213.014-10 ПС	1 экз.
Измерители параметров изоляции СА7200. Методика поверки	МП 206.1-021-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 документа «Измерители параметров изоляции СА7200. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к измерителям параметров изоляции СА7200

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

ТУ 26.51.43–016–35066716–2021 Измерители параметров изоляции СА7200. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ОЛТЕСТ РУСЬ» (ООО «ОЛТЕСТ РУСЬ»)

ИНН 7704469708

Адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д. 2/4, стр. 10, этаж 1, пом. 100

Телефон: +7 (499) 322-86-43

Web-сайт: www.oltestrus.ru

E-mail: oltestrus@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

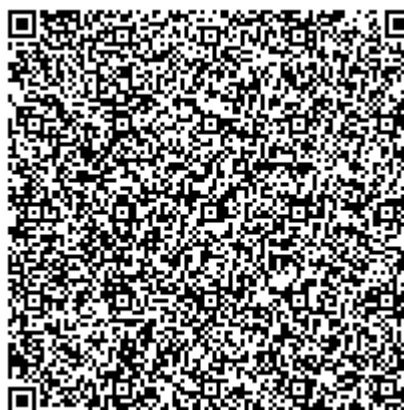
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82857-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №2063
ЦПСН «Просвет» ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №2063 ЦПСН «Просвет» ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» (далее по тексту – СИКН) предназначена для измерений количества и показателей качества товарной нефти второй группы качества.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы МПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму. Часть средств измерений (СИ) СИКН формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий (одна рабочая измерительная линия (ИЛ) и одна контрольно-резервная ИЛ), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), блока измерений показателей качества нефти, системы сбора и обработки информации.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)), приведенный в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF	13425-06
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модификации CMF	45115-10
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	52638-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-15
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-00
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ	Регистрационный №
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-15
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030	48218-11
Датчики давления Метран-44-Вн	19764-00
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	26803-11
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности (кг/м^3), объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) МПР по ПУ, КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

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

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и автоматизированном рабочем месте оператора на базе комплекса программного обеспечения «ФОРВАРД PRO» (далее по тексту – АРМ оператора). Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблицах 2 и 3.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК (основного и резервного)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	OIL_MM.EXE
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.04.01
Цифровой идентификатор ПО	FE1634EC
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0.0.2	4.0.0.4	4.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	1D7C7BA0	E0881512	96ED4C9B
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 17 до 75
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$

Таблица 5 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплексным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, т/ч	Пределы допускаемой погрешности
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефти	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	МПР	ИВК	от 17 до 75	$\pm 0,25^{1)}$ ($\pm 0,20^{2)}$)

¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в диапазоне расходов.

²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в точках диапазона расхода для ИК с МПР, применяемым в качестве контрольно-резервного.

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть товарная
Характеристики измеряемой среды:	
- плотность, кг/м ³	от 780 до 970
- давление, МПа	от 0,23 до 0,70
- температура, °С	от +5 до +40
- массовая доля воды, %, не более	0,5
- массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
- массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
- массовая доля парафина, %, не более	6
- массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
- массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	100
- содержание свободного газа, %	отсутствует
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380 $\pm$ 38, 220 $\pm$ 22
- частота переменного тока, Гц	50 $\pm$ 0,4
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	3560
- ширина	3100
- длина	11220
Масса, кг, не более	8600
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °С	от -30 до +36
- относительная влажность, %, не более	80
- атмосферное давление, кПа	от 86 до 106

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	периодический

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН №2063 ЦПСН «Просвет» ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», зав. № 11	–	1 шт.
Паспорт	213/20-ПС1	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0572-21 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений массы нефти системой измерений количества и показателей качества нефти СИКН №2063 ЦПСН «Просвет» ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», ФР.1.29.2021.40333.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти СИКН №2063 ЦПСН «Просвет» ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»

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

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 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

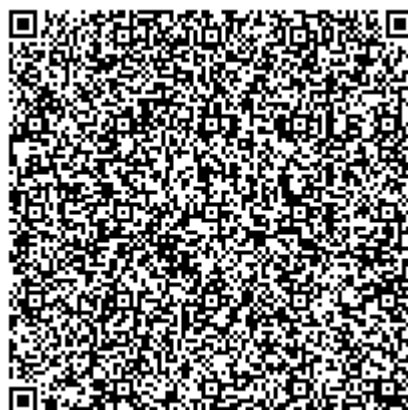
Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)
ИНН: 6330013048
Адрес: 443013, г. Самара, ул. Киевская, д. 5А
Телефон: +7 (846) 247-89-19
Факс: +7 (846) 247-89-19
E-mail: ma@ma-samara.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон (факс): +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78
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 «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82858-21

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327L (Рег. № 41907-09), устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» (далее по тексту - сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;

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

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

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

- сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;

- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, кВар·ч) передаются в целых числах.

УСПД один раз в 30 минут опрашивают счетчики, считывают параметры электросети и 30-минутный профиль мощности. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД, считывает с них 30-минутные приращения активной и реактивной энергии для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ также имеет возможность прямого опроса счетчиков, минуя УСПД.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет хранение, предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов, формирование xml-файлов формата 80020. АРМ АИИС КУЭ осуществляет передачу xml-файлов формата 80020 в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, филиал АО «СО ЕЭС», смежному субъекту.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ. В качестве основного устройства синхронизации времени используется УСВ-2 (Рег. № 41681-10), в качестве резервного устройства синхронизации времени - NTP-сервер точного времени. УСВ-2 и NTP-сервер точного времени осуществляют прием сигналов точного времени от GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-2 (либо NTP-сервера) происходит с цикличностью один раз в 30 минут. Синхронизация часов УСПД и УСВ-2 (NTP-сервера) осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 (NTP-сервера) на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 (либо NTP-сервера) происходит с цикличностью один раз в раз в 30 минут. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 (NTP-сервера) осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 (NTP-сервера) на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Знак поверки и заводской номер наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование точки измерений	Состав ИИК					Вид электро энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБКЭ	ИБК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Г-1	ТШЛ-10 Кл.т. 0,2S 5000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛП Кл. т 0,5 6300/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл. т 0.2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактивная
2	Г-2	ТШЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,2S 4000/5 Рег. № 67629-17	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактивная
3	Г-3	ТШВ15Б Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 5719-03	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10500/√3/ 100/√3 Рег. № 3344-04	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактивная
4	Г-4	ТШЛ Кл.т. 0,2S 8000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 6300/√3/ 100/√3 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Г-6	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
6	Г-7	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
7	Г-8	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
8	Г-9	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
9	Г-10	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
10	Г-11	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/100/√3 Рег.№ 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
11	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Армавир	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/√3/ 100/√3 Рег. № 22704-05	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС - ГЭС-2	СА 362 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 23747-02	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 22704-05	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
13	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС - ГЭС-4	TG 420 Кл.т.0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
14	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Невинно- мысск	СА 362 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 23747-02		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
15	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ОВ М-302	TG 420 Кл.т.0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
16	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-222	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Южная с от- пайкой на ПС Темнолесская (Л-23)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
18	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС-Т- 301 (Л-24)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
19	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Новая Деревня (Л-25)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
20	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Прикубан- ская (Л-57)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
21	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.10, Л-112	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
22	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, ОВ М-2	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
23	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.7, Л- 203/204	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
24	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС - Азот №1 (Л-201)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
25	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.19, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС - Азот №2 (Л-202)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
26	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.5, Л-382	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
27	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.6, Л-383	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
28	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.8, Л-384	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
29	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.11, Л-385	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
30	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.12, Л-386	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
31	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.14, Л-387	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
32	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.15, Л-388	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
33	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.16, Л-389	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
34	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, ОВ яч.4	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 43240-09	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
35	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.2, 2Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
36	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.4, 4Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
37	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.6, 6Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
38	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.9, 9Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
39	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.10, 10Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
40	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ 11Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
41	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.12, 12Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
42	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.18, 18Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
43	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.20, 20Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
44	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.23, 23Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
45	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.26, 26Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
46	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.27, 27Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
47	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.29, 29Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
48	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.30, 30Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
49	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.32, 32Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
50	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.40, 40Ш А	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
51	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.40, 40Ш Б	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
52	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.42, 42Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
53	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.43, 43Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
54	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.44, 44Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
55	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.45, КЛ 6 кВ 45Ш	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47958-11		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
56	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.47, КЛ 6 кВ 47Ш	ТПОЛ Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47958-11		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
57	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.48, 48Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
58	ТГ-14	JKQ Кл.т. 0,2S 7000/1 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/ 110/√3 Рег. № 49111-12	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
59	ТГ-15	JKQ Кл.т. 0,2S 12000/1 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл.т. 0,2 20000/√3/ 110/√3 Рег. № 49111-12	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
60	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.22, КЛ 110 кВ Л-205	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
61	ПС 135, II с 6 кВ, яч.20, ВЛ-20	ТПОЛ Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
62	ПС 55, I с 6 кВ, яч.1, ТСН ОРУ-330	ТПОЛ Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
63	ОРУ-330 кВ АТ-301	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/√3/ 100/√3 Рег. № 22704-05	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
64	ОРУ-330 кВ АТ-302	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 22704-05	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327L Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
65	ОРУ-330 кВ БЛ. 8	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
66	ОРУ-330 кВ БЛ. 9 – 10	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
67	ОРУ-330 кВ БЛ. 11	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
68	ОРУ-330 кВ ПГУ 1	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная

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 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 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 3 – Основные метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1 – 4, 26 – 34, 61, 62	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
5 – 10	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
11 – 21, 23 – 25, 60, 66, 67	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
22, 58, 59, 63 – 65, 68	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
35 – 39, 41 – 57	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
40	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	3,1
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 $P = 0,95$.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 4 – 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 Р 52323-2005, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-011-29056091-05	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +23

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327L - для УСВ-2	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327L: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 35000 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	18
	ТШЛ-10	3
	ТШЛ-СВЭЛ-10	3
	ТШВ15Б	3
	ТШЛ	3
	TG-420	27
	СА 362	6
	ТВИ-110	33
	GIF 40,5	12
	GIF	15
	ТПОЛ 10	42
	ТПОЛ-10	2
	ТПОЛ	6
	JKQ	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	12
	НОМ-6	2
	ЗНОЛ.06	3
	ЗНОЛ	3
	ЗНОМ-15	18
	НАМИ-330-У1	6
	НАМИ-110-УХЛ1	6
	НАМИ-35-УХЛ1	3
	ТЈС 6-Г	6
	НАМИТ-10	2
	НТМИ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	68
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Модемы для коммутируемых линий	ZyXEL U-336E Plus	3
	ZyXEL U-336R	3
Радиомодем	M1200A Fastrack	2
Преобразователь интерфейсов	Moxa NPort 5610-16	1
Сервер АИИС КУЭ	Dell Power Edge	1
Методика поверки	МП-312235-145-2021	1
Паспорт-формуляр	НГРЭС.357107.АИИС.500.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

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

ПАО «Энел Россия»

ИНН 6671156423

Юридический адрес : 620014, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, д.10

Адрес: 357107, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Энергетиков, 2

Телефон: +7 (86554) 50359

Факс: +7 (86554) 78658

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН:7444052356

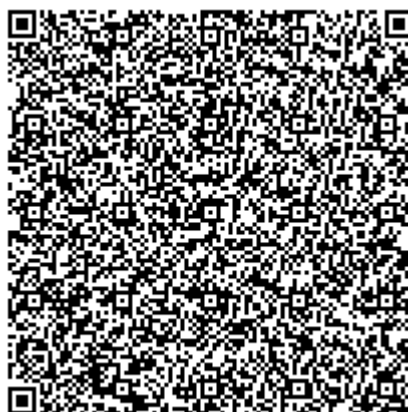
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Фактический адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская,
д. 130, строение 2

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82859-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцепы-цистерны SF3B

Назначение средства измерений

Полуприцепы-цистерны SF3B (далее по тексту – ППЦ) предназначены для измерений объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов и неагрессивных жидкостей.

Описание средства измерений

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

ППЦ состоят из сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении круглую форму, установленной на шасси. ППЦ являются транспортными мерами полной вместимости (далее по тексту – ТМ). Для гашения гидравлических ударов во время движения, внутри цистерны ППЦ установлены волнорезы. К верхней части обечайки корпуса цистерны ППЦ приварена заливная горловина с установленным указателем уровня налива.

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

- горловину с указателем уровня и воздухоотводящим устройством;
- крышка горловины с заливным люком;
- клапан дыхательный;
- клапан донный;
- кран шаровой;
- рукава напорно-всасывающие.

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

К ППЦ данного типа относятся ППЦ зав. №№ X8ASF3B38K0000400, X8ASF3B38K0000531, X8ASF3B38K0000532, X8ASF3B38K0000599, X8ASF3B38K0000601, X8ASF3B38K0000787, X8ASF3B38K0000788, X8ASF3B38K0000789, X8ASF3B38K0000824, X8ASF3B38K0000825, X8ASF3B38K0000826, X8ASF3B38K0000827, X8ASF3B38K0000828, X8ASF3B38K0000829, X8ASF3B38K0000898, X8ASF3B38K0000899, X8ASF3B38K0000900, X8ASF3B38K0000901, X8ASF3B38K0000902, X8ASF3B38K0000903, X8ASF3B38K0000904, X8ASF3B38K0000905, X8ASF3B38K0000906, X8ASF3B38K0000907, X8ASF3B38K0000908, X8ASF3B38K0000909, X8ASF3B35K0000258, X8ASF3B35K0000622.

Общий вид ППЦ представлен на рисунке 1.

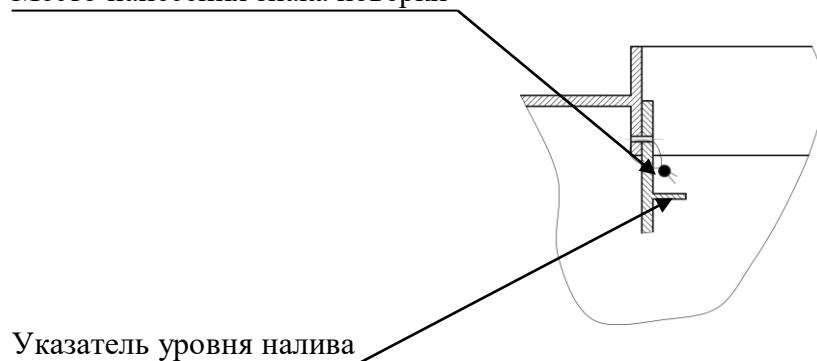
Заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений, наносятся на маркировочную табличку ударным способом и в формуляр и паспорт транспортного средства типографским способом.



Рисунок 1 – Общий вид ППЦ

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

Место нанесения знака поверки



Указатель уровня налива

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

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	X8ASF3B35K0000258, X8ASF3B35K0000622	X8ASF3B38K0000400, X8ASF3B38K0000531, X8ASF3B38K0000532, X8ASF3B38K0000599, X8ASF3B38K0000601, X8ASF3B38K0000787, X8ASF3B38K0000788, X8ASF3B38K0000789, X8ASF3B38K0000824, X8ASF3B38K0000825, X8ASF3B38K0000826, X8ASF3B38K0000827, X8ASF3B38K0000828, X8ASF3B38K0000829, X8ASF3B38K0000898, X8ASF3B38K0000899, X8ASF3B38K0000900, X8ASF3B38K0000901, X8ASF3B38K0000902, X8ASF3B38K0000903, X8ASF3B38K0000904, X8ASF3B38K0000905, X8ASF3B38K0000906, X8ASF3B38K0000907, X8ASF3B38K0000908, X8ASF3B38K0000909
Номинальная вместимость, м ³	33,4	37,4
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4	
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±1,5	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров	
	X8ASF3B35K0000258, X8ASF3B35K0000622	X8ASF3B38K0000400, X8ASF3B38K0000531, X8ASF3B38K0000532, X8ASF3B38K0000599, X8ASF3B38K0000601, X8ASF3B38K0000787, X8ASF3B38K0000788, X8ASF3B38K0000789, X8ASF3B38K0000824, X8ASF3B38K0000825, X8ASF3B38K0000826, X8ASF3B38K0000827, X8ASF3B38K0000828, X8ASF3B38K0000829, X8ASF3B38K0000898, X8ASF3B38K0000899, X8ASF3B38K0000900, X8ASF3B38K0000901, X8ASF3B38K0000902, X8ASF3B38K0000903, X8ASF3B38K0000904, X8ASF3B38K0000905, X8ASF3B38K0000906, X8ASF3B38K0000907, X8ASF3B38K0000908, X8ASF3B38K0000909
Технически допустимая максимальная масса, кг, не более	41000	
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С	от -45 до +40	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку ударным способом или в виде наклейки и на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Полуприцеп-цистерна	SF3B	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	—	1 комплект
Формуляр	—	1 экз.
Паспорт транспортного средства	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 формуляра.

Нормативные документы, устанавливающие требования к полуприцепам-цистернам SF3B

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 07 февраля 2018 г. № 256

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Чебоксарское предприятие «Сеспель»
(ЗАО «Чебоксарское предприятие «Сеспель»)

ИНН 2126002786

Адрес: 428021, г. Чебоксары, ул. Ленинградская, д. 36

Телефон: +7 (8352) 22-57-22

Web-сайт: <https://www.sespel.com>

E-mail: zaosespel@yandex.ru

Испытательный центр

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

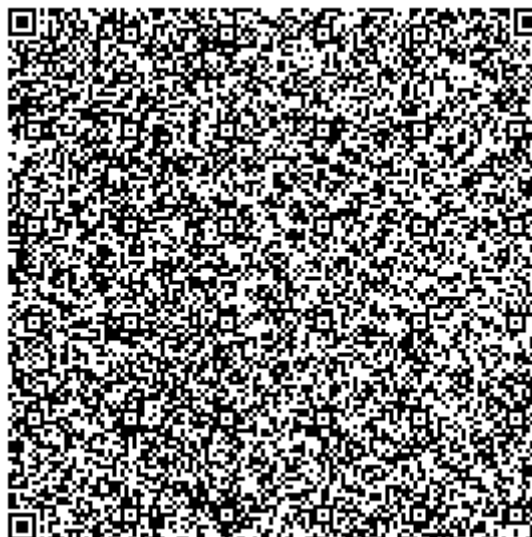
Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Телефон: +7 (3812) 68-07-99

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Омский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311670 от 01.07.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82860-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 «Грязовец»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 «Грязовец» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, 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.

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 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

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

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

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

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

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (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	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8, КЛ-10 кВ 11Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, КЛ-10 кВ 12Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
3	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ 21Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
4	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.11, КЛ-10 кВ 22Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
5	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14, КЛ-10 кВ 13Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
6	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ 24Д	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
7	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18, КЛ-10 кВ 25Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
8	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.19, КЛ-10 кВ ТСН-1 КЦ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.25, КЛ-10 кВ ТСН-4 КЦ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
10	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.27, КЛ-10 кВ ТСН-5 ОПС	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 Рег. № 25433- 03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
11	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.28, КЛ-10 кВ ТСН-6 ОПС	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 Рег. № 25433- 08	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
12	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.30, КЛ-10 кВ ТСН-3 КЦ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 Рег. № 25433- 03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
13	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.35, КЛ-10 кВ "КОС"	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 25433- 11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
14	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.36, КЛ-10 кВ "Ленинград- 2"	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 25433- 03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
15	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.38, КЛ-10 кВ ТСН-2 КЦ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 Рег. № 25433- 03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
16	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.39, КЛ-10 кВ 14Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.40, КЛ-10 кВ 15Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
18	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.41, КЛ-10 кВ 23Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
19	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.44, КЛ-10 кВ 16Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
20	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.45, КЛ-10 кВ 17Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
21	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.48, КЛ-10 кВ 26Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
22	ПС 220 кВ Ростилово, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.49, КЛ-10 кВ 27Д	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-97	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48266-11	
23	ПС 110 кВ КС Новогрязовецкая, ЗРУ-10кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.4	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-08	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3:100/√3 Рег. № 50606-12	A1805RL-P4G- DW4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
24	ПС 110 кВ КС Новогрязовецкая, ЗРУ-10кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3:100/√3 Рег. № 50606-12	A1805RL-P4G- DW4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
25	ПС 110 кВ КС Новогрязовецкая, ЗРУ-10кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.23	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-08	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3:100/√3 Рег. № 50606-12	A1805RL-P4G- DW4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
26	ПС 110 кВ КС Новогрязовецкая, ЗРУ-10кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.34	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-08	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3:100/√3 Рег. № 50606-12	A1805RL-P4G- DW4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПС 110 кВ КС Новогрязовецкая, ЗРУ-10кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.50	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3:100/√3 Рег. № 50606-12	A1805RL-P4G-DW4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	CCB-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
28	ПС 110 кВ КС Новогрязовецкая, ЗРУ-10кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.53	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-08	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3:100/√3 Рег. № 50606-12	A1805RL-P4G-DW4 Кл.т. 0,5S/1 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. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8, 10, 11, 12, 15	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
23, 24, 25, 26, 27, 28	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
1 - 5, 7, 9, 14, 16, 17, 18	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
19, 20, 21, 22	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	-

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6, 13	0,50	±4,8	±2,7	±2,9	±2,1	±2,0	±1,4	±2,0	±1,4
	0,80	±2,7	±4,0	±1,8	±2,7	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,4	±4,9	±1,7	±3,2	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{wA}^A \%$	$\delta_{wP}^P \%$	$\delta_{wA}^A \%$	$\delta_{wP}^P \%$	$\delta_{wA}^A \%$	$\delta_{wP}^P \%$	$\delta_{wA}^A \%$	$\delta_{wP}^P \%$
8, 10, 11, 12, 15	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
	0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
23, 24, 25, 26, 27, 28	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
1 - 5, 7, 9, 14, 16, 17, 18	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
19, 20, 21, 22	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	-
6, 13	0,50	±4,9	±3,7	±3,2	±3,4	±2,4	±3,0	±2,4	±3,0
	0,80	±3,0	±4,8	±2,3	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,2	-	±1,2	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

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

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

δ_{wP}^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	28
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)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 (2)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 БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АУВП.411711.022.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 «Грязовец». 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	12
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	28
Трансформаторы тока	ТЛО-10	22
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	18
Счетчики	Меркурий 234 ART2-00 Р	22
Счетчики	A1805RL-P4G-DW4	6
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 Ухта" Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 "Грязовец". Формуляр	АУВП.411711.022.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Ухта" Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 "Грязовец". Методика поверки	МП-338-RA.RU.310556-2021	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 Ухта» Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 «Грязовец»» 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 Ухта» Грязовецкое ЛПУ МГ КС-17 «Грязовец»

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

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

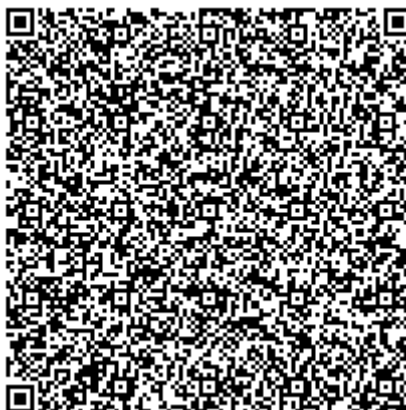
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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 «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82861-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» КС-18 «Мышкин»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» КС-18 «Мышкин» (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.

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 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

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

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

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

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

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (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 кВ КС-18, ЗРУ-6 кВ, яч.15, Ввод №1 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-02	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ КС-18, ЗРУ-6 кВ, яч.3, Ввод №2 6 кВ	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 1423-60	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-02	Меркурий 234 ART2-00 Р Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	

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 ≤ 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} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %
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	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
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: 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; δ_{W0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии; δ_{W0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии; δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.							

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
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

Окончание таблицы 5

1	2
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 БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АУВП.411711.031.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» КС-18 «Мышкин». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	6
Счетчики	Меркурий 234 ART2-00 Р	2
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 Ухта» КС-18 «Мышкин». Формуляр	АУВП.411711.031.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Ухта» КС-18 «Мышкин». Методика поверки	МП-348-RA.RU.310556-2021	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 Ухта» КС-18 «Мышкин»». 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 Ухта» КС-18 «Мышкин»

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

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

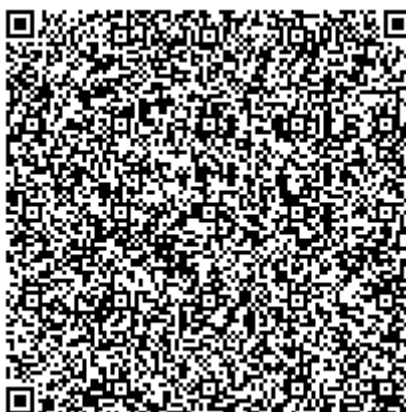
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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 «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82862-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счётчиков поступает на уровень ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

АРМ энергосбытовой организации, подключенный через сеть интернет к ИВК АИИС КУЭ, в автоматическом режиме, с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по сети интернет отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ). Кроме того реализован ручной режим отправки отчётов с АРМ Диспетчера АИИС КУЭ.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счётчиков. Коррекция часов счётчиков проводится при расхождении часов счётчиков и времени сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счётчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ ПС-10, РУ 110 кВ, 1СШ, ВЛ 110 кВ ПС-10 - Заря	ТОЛ-110 III Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 64539-16 Зав. № 32 Зав. № 20 Зав. № 19	НАМИ-110 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 60353-15 Зав. № 11138 Зав. № 11137 Зав. № 11090	ZMD405CT44.0457 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 94221990	УССВ-2 Рег. № 54074-13 Зав. № 003096	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,6 ±6,1
2	ПС 110 кВ ПС-10, РУ 10 кВ, 1СШ, яч.11	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 44701-10 Зав. № 1295829 Зав. № 1295833	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 57274-14 Зав. № 41612	ZMD405CR44.0007.c2 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 93927810		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,6 ±6,1
3	ПС 110 кВ ПС-10, РУ 10 кВ, 2СШ, яч.14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59 Зав. № 68801 Зав. № 25958	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 КТН 10000/100 Рег. № 11094-87 Зав. № 4069	ZMD405CR44.0007.c2 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 93927807		активная реактивная	±1,0 ±2,5	±3,7 ±6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	КТП-1691 10 кВ, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ Т- 250 кВА	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 20/5 Рег. № 25433-11 Зав. № 18-7218 Зав. № 18-7219 Зав. № 18-7221	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3: 100/√3 Рег. № 46738-11 Зав. № 18-33603 Зав. № 18-33605 Зав. № 18-33596	A1140-05-RAL-SW-4T Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 33786-07 Зав. № 05081434	УССВ-2 Рег. № 54074-13 Зав. № 003096	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
5	КТП-639 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-160 кВА	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 57218-14 Зав. № 08072713 Зав. № 08072714 Зав. № 08072712	-	ZMD405CT44.0457 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 93684577		активная	±1,0	±3,8
						реактивная	±2,4	±6,4
6	КТП-639 10 кВ, РУ 0,4 кВ, яч. 3, КЛ 0,4 кВ КТП-639 - Церковь	-	-	ZMG310CR4.041b.37 S2 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 54762-13 Зав. № 50416416		активная	±1,1	±5,0
						реактивная	±2,2	±11,1
7	ПС 110 кВ Мекензиевы Горы, ОРУ 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ 35кВ Мекензиевы Горы - Танковое с отпайкой на ПС-8	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 51517-12 Зав. № 1298272 Зав. № 1298273 Зав. № 1298271	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70 Зав. № 1043081 Зав. № 1043292 Зав. № 1040612	ZMD405CT44.0457 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 94221982		активная	±1,2	±3,6
						реактивная	±2,8	±6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 35 кВ ПС-8, ОРУ 35 кВ, 1СШ 35 кВ, отпайка ВЛ 35кВ Мекензиевы Горы - Танковое с отпайкой на ПС-8	ТФН-35М Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 3690-73 Зав. № 7702 Зав. № 7670	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-07 Зав. № 1261571 Зав. № 1260528 Зав. № 1262461	ZMD405CT44.0457 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 94916165	УССВ-2 Рег. № 54074-13 Зав. № 003096	активная	±1,2	±3,8
						реактивная	±2,8	±6,5
9	ПС 35 кВ ПС-9, ОРУ 35 кВ, 1СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ ПС-9 - Некрасовка	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51517-12 Зав. № 1298392 Зав. № 1298393 Зав. № 1298394	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70 Зав. № 1185411 Зав. № 1186058 Зав. № 1185832	ZMD405CT44.0457 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 93684578		активная	±1,2	±3,6
						реактивная	±2,8	±6,2
10	ТП-171 10 кВ, РУ 10 кВ, яч. 2, КЛ 10 кВ ТП-171 - ТП- 172	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 47958-16 Зав. № 39 Зав. № 414	НТМИ-10 У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51199-12 Зав. № 1711в6531	ZMG405CR4.041b.37 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 54762-13 Зав. № 50416683		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
11	СП-1 10 кВ, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Сирень л.12 - СП-1	ТПЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 44701-10 Зав. № 1298516 Зав. № 1298456	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 831-69 Зав. № 895	ZMD405CT44.0457 S2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 22422-07 Зав. № 94916164		активная	±1,2	±3,6
						реактивная	±2,8	±6,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана:
ИК №№ 1,2,4,5,7,9,10,11 - для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$;
ИК №№ 3,6,8 - при $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$;
и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии для ИК №№ 1,2,3,5,7,8,9,11 от минус 25°C до плюс 70°C; для ИК №№ 6,10 от минус 40°C до плюс 70°C; для ИК № 4 от минус 40°C до плюс 65°C.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: Параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: Параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - для ИК №№1,2,4,5,7,9,10,11 - для ИК №№3,6,8 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчётчиков ZMD405CT44.0457 S2, ZMD405CR44.0007.c2 S2 (Рег.№ 22422-07), °C; - температура окружающей среды в месте расположения электросчётчика A1140-05-RAL-SW-4T (Рег.№ 33786-07), °C; - температура окружающей среды в месте расположения электросчётчиков ZMG310CR4.041b.37 S2, ZMG405CR4.041b.37 S2 (Рег.№ 54762-13), °C, - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5_{ннд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -25 до +70 от -40 до +65 от -40 до +70 от +10 до +30 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчётчики: - среднее время наработки на отказ ZMD405CT44.0457 S2, ZMD405CR44.0007.c2 S2 (Рег.№ 22422-07), ч, не менее: - среднее время наработки на отказ A1140-05-RAL-SW-4T (Рег.№ 33786-07), ч, не менее: - среднее время наработки на отказ ZMG310CR4.041b.37 S2, ZMG405CR4.041b.37 S2 (Рег.№ 54762-13), ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 150000 220000 2 74500 2 70000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчётчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике и сервере БД.
 - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ООО «СЕВЭНЕРГОСБЫТ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-110 III	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОП-0,66	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФН-35М	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-110	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10 У3	1 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ZMD405CT44.0457 S2	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ZMD405CR44.0007.c2 S2	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1140-05-RAL-SW-4T	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ZMG310CR4.041b.37 S2	1 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ZMG405CR4.041b.37 S2	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 экз.
Методика поверки	МП СМО-1106-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.848 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

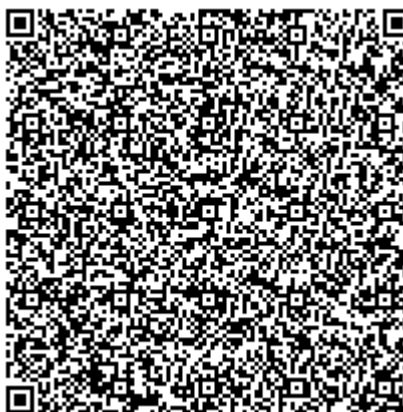
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82863-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-6000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-6000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего объему согласно градуировочной таблице.

Резервуары представляют собой стальные металлические сосуды в форме вертикального цилиндра. Заводские номера и место расположения резервуаров приведено в таблице 1.

Расположение резервуаров – наземное.

Таблица 1 – Место расположения резервуара

Тип	Заводской номер	Место расположения резервуара
РВС-6000	10	ЗАО «Востокбункер», Приморский край, п. Славянка НБ
	11	
	12	

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

Пломбирование резервуаров не предусмотрено. Нанесение знака поверки и заводского номера на резервуары не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	6000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений вместимости резервуара, %	±0,10

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +50
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара печатным методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность резервуара

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-6000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте (раздел 7 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим РВС-6000

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (утверждена приказом Росстандарта от 07.02.2018 №256)

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Востокбункер» (ЗАО «Востокбункер»)
ИНН: 2531004127

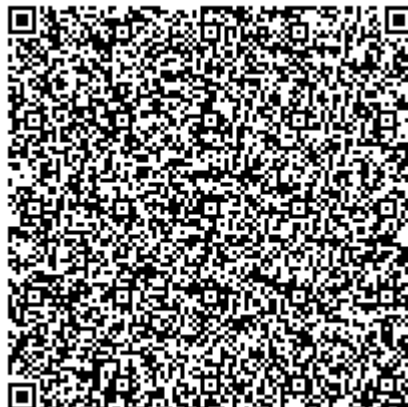
Адрес: 692701, Приморский край, Хасанский р-он, пос. Славянка, ул. Весенняя,
д. 1/33

Испытательный центр

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

Адрес: 634012, Россия, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17а

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82864-21

Лист № 1
Всего листов 41

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Калужской 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», выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

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 измерительных каналов (ИК) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Данные по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, с УСПД передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 4. СОЕВ включает в себя устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М и устройства синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, 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).

Сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. 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).

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

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1, 2.

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

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» 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 3 - 5

Таблица 3 - 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, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Березовская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
2	ПС 110 кВ Березовская, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Березовская-Хвостовичи №1 (ЛЭП-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
4	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, Вв.2 ВЛ 110 кВ Березовская-Палики	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
5	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Березовская-Хвостовичи №2 (ЛЭП-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Березовская-Цементная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
7	ПС 110 кВ Березовская, ОРУ-35 кВ, Ф.2 ВЛ 35 кВ Березовская- Баяновичи	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ 35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.1 Ф.1 ПС Улимец	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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 3

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.2 Ф.2 ПС Сукремль	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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	EA05RL-P1B-3					
10	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.3 Ф.3 ПС Огорь	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВЛМ-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	EA05RL-P1B-3					
11	ПС 110 кВ Березовская, РУ-10 кВ, яч.4 Ф.4 ПС Берёзовка	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВК-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	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Палики, Ввод ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
13	ПС 110 кВ Палики, Ввод ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
14	ПС 110 кВ Палики, Ф.2- 35 кВ ВЛ 35 кВ Палики- Жиздра	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №664-51	A	ТФН-35	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Палики, яч.1 Ф.1-10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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					
16	ПС 110 кВ Палики, яч.2 Ф.2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		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					
17	ПС 110 кВ Палики, яч.3 Ф.3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		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 3

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Палики, яч.4 Ф.4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-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					
19	ПС 110 кВ Сухиничи, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Электрон-Середейск-2 с отпайкой на Сухиничи- главную	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
20	ПС 110 кВ Сухиничи, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Электрон-Середейск-1 с отпайкой на Сухиничи- главную	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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-Р1В-3					
22	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	A	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПФМ-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-Р1В-3					
23	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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-Р1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Сухиничи, ЗРУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
25	ПС 110 кВ Кудринская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
26	ПС 110 кВ Кудринская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Кудринская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТЗ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
28	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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					
29	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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 3

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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	EA05RL-P1B-3					
31	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТВЛМ-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	EA05RL-P1B-3					
32	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6				
33	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17				
				B	-						
				C	ТЛО-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									
34	ПС 110 кВ Кудринская, ЗРУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17				
				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							
		35	ПС 110 кВ Бабыно, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05			A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
								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							

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Бабынино, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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					
37	ПС 110 кВ Бабынино, ОРУ-35 кВ, Ф.2 ВЛ 35 кВ Бабынино-Акулово	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ 35А-У1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√ 3/100/√ 3 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
38	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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 3

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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	EA05RL-P1B-3					
40	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	A	ТПФМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПФМ-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	EA05RL-P1B-3					
41	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	A	ТПФМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПФМ-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	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-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	EA05RL-P1B-3					
43	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №29390-05	A	ТПЛ-10с	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10с		
		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	EA05RL-P1B-3					
44	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ- 10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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-P1В-3					
46	ПС 110 кВ Бабынино, ЗРУ-10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №29390-05	A	ТПЛ-10с	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10с		
		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-P3В-3					
47	ПС 110 кВ Воротынский, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Воротынский, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
49	ПС 110 кВ Воротынский, ЗРУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1500/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
50	ПС 110 кВ Воротынский, ЗРУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1500/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Спутник- Кондрово-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√ 3/100/√ 3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
52	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Спутник- Кондрово-4	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√ 3/100/√ 3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
53	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =800/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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					
55	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
56	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛМ-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 3

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
58	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь, РУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
59	ПС 110 кВ Суходрев, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Суходрев, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
61	ПС 110 кВ Суходрев, РУ- 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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	EA05RL-P1B-3					
62	ПС 110 кВ Суходрев, РУ- 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №814-53	A	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПФМ-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	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6		
63	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	B			-	
					C			ТЛО-10	
		Счетчик			КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-3	
64	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №2363-68,1276-59	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			B	-
								C	ТПЛ-10
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97					ЕА05RL-P1B-3	
65	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05			B	-
								C	ТПЛМ-10
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97					ЕА05RL-P1B-3	

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	
66	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			КТТ=100/5	В	-			
			№1276-59	С	ТПЛ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
			КТН=10000/100					В
			№20186-05					С
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						
67	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			КТТ=100/5	В	-			
			№2363-68	С	ТПЛМ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
			КТН=10000/100					В
			№20186-05					С
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						
68	ПУ-ПС 110 кВ Суходрев, РУ-10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17	
			КТТ=75/5	В	-			
			№814-53	С	ТПФМ-10			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2			
			КТН=10000/100					В
			№20186-05					С
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3						

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Малоярославец, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05,23256-05,23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√ 3/100/√ 3 №24218-08,24218-13,24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
70	ПС 110 кВ Малоярославец, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
71	ПС 110 кВ Малоярославец, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	-		
		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					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-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					
73	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-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-P3B-3					
74	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-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 3

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПОЛ-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					
76	ПС 110 кВ Малоярославец, ЗРУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-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					
77	ПС 110 кВ Доброе (Обнинск), ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Мирная-Обнинск	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №60541-15	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√ 3/100/√ 3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Доброе (Обнинск), РУ-10 кВ, Ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
79	ПС 110 кВ Доброе (Обнинск), РУ-10 кВ, Ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1500/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-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					
80	ПС 110 кВ Балабаново, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №60541-15,23256-05,23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Балабаново, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05,23256-05,23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				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					
82	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
83	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ввод 10 кВ ПТ2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1500/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, яч.1, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОЛ-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-P1В-3					
85	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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-P1В-3					
86	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПФМ-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-P1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=600/5	B	-		
			№1261-59	C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			№20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
88	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=600/5	B	-		
			№1261-59	C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			№20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
89	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,2S	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=200/5	B	-		
			№25433-03	C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			№20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, яч.8, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПОЛ-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-P1В-3					
91	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	A	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПФМ-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-P1В-3					
92	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-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-P1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,2S	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=200/5	B	-		
			№25433-03	C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			№20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
94	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.12	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=200/5	B	-		
			№1276-59	C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			№20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					
95	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.13	ТТ	КТ=0,5	A	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=100/5	B	-		
			№1276-59	C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	B			
			№20186-05	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф.14	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №9143-83	А	ТЛК-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК-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					
97	ПС 110 кВ Балабаново, РУ-10 кВ, Ф. Фрилайт 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				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 №16666-97	ЕА05RAL-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 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3,5,6, 12,13,19, 20, 25,26,35,36,47,48,59, 60, 71,80,81	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
4,27,51,52,69,70,77	Активная	0,5	1,9
	Реактивная	1,1	2,0
7-11,14,16-18, 22, 31, 32, 34,38-44,46, 55-58,62,64-68,72-76, 84,86-88,90,91,94-97	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
15,21,23,24,28,30,33, 45,53,54,61,63,78,79, 82,83,85,89,92,93	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
37	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
49,50	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
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 $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 5 – 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 Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 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 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75 от -25 до +60 от +15 до +30
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 Альфа А1800: - 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.02, СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 120000 72 90000 72 140000 72 220000 72
УСПД: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	80 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	4 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	50 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	27 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	11 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	63 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	17 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	69 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	18 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-149-2021	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.175.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 Калужской области».

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

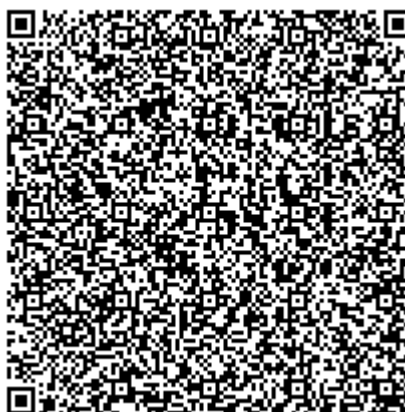
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН: 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82865-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПАО «Химико-металлургический завод»)

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую 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), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ПАО «Химико-металлургический завод» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер АО «Атомэнергопромсбыт» с ПО «АльфаЦЕНТР», УСВ, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Для измерительных каналов ИК №№ 9, 19 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «Химико-металлургический завод». Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ПАО «Химико-металлургический завод».

На сервере ПАО «Химико-металлургический завод» осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Измерительная информация от сервера ПАО «Химико-металлургический завод» с периодичностью не реже одного раза в сутки в автоматизированном режиме по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в рамках согласованного регламента передается на сервер АО «Атомэнергопромсбыт».

Сервер АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями в рамках согласованного регламента. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью, в рамках согласованного регламента.

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

Сравнение показаний часов сервера АО «Атомэнергопромсбыт» с соответствующим УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера АО «Атомэнергопромсбыт» производится при расхождении не менее ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с соответствующим УСВ осуществляется 1 раз в 30 мин. Корректировка часов УСПД производится при расхождении ± 1 с. Сравнение показаний часов сервера ПАО «Химико-металлургический завод» с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов сервера ПАО «Химико-металлургический завод» производится при расхождении более ± 1 с. Для ИК №№ 9, 19 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД выполняется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении ± 2 с. Для остальных ИК сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ПАО «Химико-металлургический завод» выполняется при каждом сеансе. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении ± 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД, сервера ПАО «Химико-металлургический завод» и сервера АО «Атомэнергопромсбыт» 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- триче- ской энер- гии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.13, ввод-1 6 кВ Т2	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328- 15 УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HP Pro- liant DL360 G6 Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
2	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.10, ввод-2 6 кВ Т1	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
3	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.39, ввод-2 6 кВ Т2	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
4	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.40, ввод-1 6 кВ Т1	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110 кВ Цемзаводская № 8, ЗРУ-6 кВ, яч.5	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL360 G6 Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
6	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
7	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
8	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, щит Н/Н 0,4 кВ, гр.8, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
9	ФП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.18	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 38202-08 Фазы: С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	RTU-325 Рег. № 37288-08			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	ТП-854 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL360 G6 Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
11	ПС-21 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
12	ПС-21 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
13	ФП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.36	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
14	КТП СПК Восход-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
15	ПС-18 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.7	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL360 G6 Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,0	3,2
17	Силовой щит ПП-13 0,4 кВ, АВ гр.5	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—			Реак- тивная	2,1	5,5
18	ТП-13 6 кВ, Силовой щит 0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—			Ак- тивная	1,0	3,2
19	ТП-20 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.22	Т-0,66 М У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 36382-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-325 Рег. № 37288-08			Реак- тивная	2,1	5,5
20	ТП-31 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т1	ТОЛ-10-IM Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 36307-07 Фазы: А; С	НОЛ.08-6 УТ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—			Ак- тивная	1,3	3,3
21	КТП-8048 6 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОЛ-СВЭЛ-6М Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 70107-17 Фазы: А; С	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—			Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	РШ-1 щит 0,4 кВ здания ул. А.Мат- росова 30/3, СШ- 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ от ПС-21 6 кВ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328- 15 УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HP Pro- liant DL360 G6 Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
23	ФП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—			Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6
24	ФП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	—			Ак- тивная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6
25	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.15	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
26	ПС 110 кВ ХМЗ, ЗРУ-6кВ, яч.26	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
27	ФП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.8	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
28	ТП-31 6 кВ, Ввод 0,4 кВ, Т1	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328- 15	HP Pro- liant DL360 G6	Ак- тивная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,5
29	ТП-31 6 кВ, Ввод 0,4 кВ, Т2	ТШЛ-0,66 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 64182-16 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	—			Ак- тивная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,5
30	ТП-32 6 кВ, Ввод 0,4 кВ, Т1	ТТК-100 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 56994-14 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	—			Ак- тивная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,5
31	ТП-32 6 кВ, Ввод 0,4 кВ, Т2	ТТК-100 Кл.т. 0,5S 2500/5 Рег. № 56994-14 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	—	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,0	3,3
								Реак- тивная	2,1	5,5
32	ПС-18 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 15/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6
33	ТП-30 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, ф.10	ТТИ-А Кл.т. 0,5 125/5 Рег. № 28139-07 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	ТП-30 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.3	ТТЭ-30 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 32501-08 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	—	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15 УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL360 G6 Dell inc. Power Edge R430	Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
35	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.5, КЛ-0,4 кВ в РЩ-1 0,4 кВ в здании по ул. А.Матросова 30И	ТТИ-А Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
36	ПС-21 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ф.9, КЛ-0,4 кВ к ВРУ-0,4 кВ в здании по ул. А.Матросова 30/11	ТТЕ 30 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	—			Ак- тивная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 20, 28-31 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	36
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 20, 28-31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 20, 28-31 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения серверов, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +5 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 230: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для ЭНКС-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 120000 2 150000 2 100000 24 45000 2 35000 2 20000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК и ПСЧ-4ТМ.05М:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для счетчиков типа Альфа А1800:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
для счетчиков типа Меркурий 230:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
при отключении питания, лет, не менее	10
для УСПД:	
суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для серверов:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

УСПД;
серверов.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	14
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	9
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЩ-10	1
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	18
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-ИМ	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	6
Трансформаторы тока	ТТК-100	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-И	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальные напряжение 0,66 кВ	ТТЭ-30	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ 30	3
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6 УЗ	15
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6 УТ2	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СВЭЛ-6М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	19
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	11
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Блоки коррекции времени	ЭНКС-2	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ПАО «Химико-металлургический завод»	HP Proliant DL360 G6	1
Сервер АО «Атомэнергопромсбыт»	Dell inc.Power Edge R430	1
Методика поверки	МП ЭПР-365-2021	1
Формуляр	АЭПС.АИИС-ХМЗ.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ПАО «Химико-металлургический завод»)), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПАО «Химико-металлургический завод»)

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

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)
ИНН 7725828549

Адрес: 117105, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а

Телефон: (495) 543-33-06

Web-сайт: apsbt.ru

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

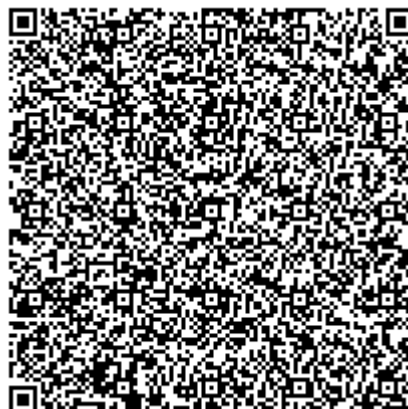
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82866-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Шершнинского щебеночного завода

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Шершнинского щебеночного завода предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации, а так же измерения времени и интервалов времени.

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2.0».

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний – второй уровень системы, на котором выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка.

Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно время задержки составляет менее 0,2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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 – «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
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 6 кВ от ТП-36, оп. №1 ПКУ 6 кВ	ТОЛ-НТЗ 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная
2	ВЛ-0,4 кВ от ТП-70 6 кВ, оп. 1 ШУ № 1	ТОП 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
3	ВЛ-0,4 кВ в сторону ООО Ойл Хауз, оп. 11 ШУ № 2	ТОП 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная
4	КТП-100 ИП Доронин, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ТП Освещения 6 кВ РУ-0,4 кВ, ВЛ в сторону ООО Ойл Хаус	ТШП 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 64182-16	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, 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 средства измерений утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 \leq I_{н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,01I_{н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{н1}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
2 – 5 (ТТ 0,5S; счетчик 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 \leq I_{н1}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{н1}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,01I_{н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{н1}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
Примечания: 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 счетчика электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P= 0,95$.							

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

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 1,0)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 \leq I_{н1}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,05I_{н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{н1}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,02I_{н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{н1}$	4,6	3,0	5,6	4,4

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
2-5 (ТТ 0,5S; счетчик 1,0)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 \leq I_{н1}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,05I_{н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{н1}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,02I_{н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{н1}$	4,5	2,9	5,5	4,3
Примечания: 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 счетчика электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С. 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 3 100000 1 45000 2

Окончание таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- при отключении питания, лет, не менее	10
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.

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:

- счетчике (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	69606-17	3
Трансформатор тока	ТОП	47959-16	6
Трансформатор тока	ТШП	64182-16	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	69604-17	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	64450-16	5
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	64242-16	1
Сервер АИИС КУЭ	iROBO	—	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	—	1
Методика поверки	МП 7-2021	—	1
Формуляр	-	—	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 Шершнинского щебеночного завода (АИИС КУЭ Шершнинского щебеночного завода), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Шершнинского щебеночного завода

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

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Телефон: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

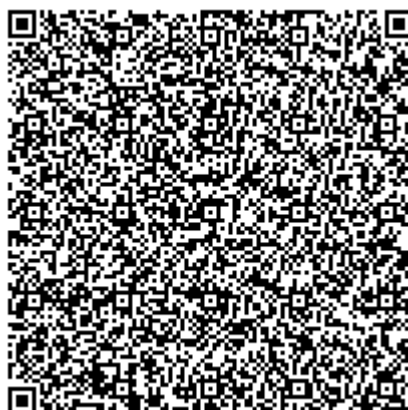
(АО ГК «Системы и Технологии»)

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82867-21

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 Курской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Курской 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) и к шкале всемирного координированного времени UTC, 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 измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), 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»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), сервер ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

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 шкалам времени UTC и UTC(SU).

Цифровой сигнал при помощи технических средств приёма-передачи данных с выходов счетчиков поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации.

По основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптических линий связи (основной канал), данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где при помощи ПО осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а также оформление справочных и отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

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

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 4.

СОЕВ включает в себя УССВ типов УСВ-3, Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

УССВ типов Метроном-50М и УСВ-3 осуществляют приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

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

Сервер ОАО «РЖД» оснащён УССВ на базе устройства синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

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

Счётчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, настраивается с учётом 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.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 2.

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

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» 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 3 - 5.

Таблица 3 - 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, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Конарево, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			
2	ПС 110 кВ Конарево, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №8913-82	A	ТВК-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17,
				B	-		
				C	ТВК-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	ЕА05RL-P2В-3					
4	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-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	ЕА05RL-P2В-3					
5	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.19, Ф.5 10 кВ Водозабор	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	A	ТВК-10		
				B	-		
				C	ТВК-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	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №8913-82	А	ТБК-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТБК-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-P2B-3			
7	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8, Ф.4 10 кВ Водозабор	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	А	ТБК-10		
				В	-		
				С	ТБК-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-P2B-3			
8	ПС 110 кВ Конарево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 3, КЛ 10 кВ ФСН-3 Сейм	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	А	ТБК-10		
				В	-		
				С	ТБК-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-P2B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Полевая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Полевая-Ржава с отпайкой на ПС Возрождение	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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					
10	ПС 110 кВ Полевая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Сеймская-Полевая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
11	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ВФ-1-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-07	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМУ-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФМУ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			
13	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ВФ-2-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			
14	ПС 110 кВ Полевая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМУ-10		
				В	-		
				С	ТПФМУ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Солнцево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Солнцево - Шумаково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
16	ПС 110 кВ Солнцево, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Ржава - Солнцево с отпайкой на ПС Возрождение	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
17	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ВФ-2- 10, ВЛ 10 кВ ЦРП-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	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	ЕА05RL-Р2В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				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-P2В-3					
19	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №51198-12	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					
20	ПС 110 кВ Солнцево, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ВФ-1-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №51198-12	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	А	ТБМО-110-УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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					
22	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
23	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. ВФ-2-10, ВЛ 10 кВ ЦРП-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-Р4В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
25	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
26	ПС 110 кВ Ржава, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. ВФ-1-10, ВЛ 10 кВ ФСН-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Возы, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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					
28	ПС 110 кВ Возы, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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					
29	ПС 110 кВ Возы, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.6 Завод ВЗСМ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17	
				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					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Вozы, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 комбинат Дубки	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59, 2363-68	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				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					
31	ПС 110 кВ Вozы, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.4 ЦРП поселка Вozы (вв.1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №9143-83	А	ТЛК-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК-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					
32	ПС 110 кВ Вozы, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.3 ЦРП поселка Вozы (вв.2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-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 3

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Возы, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.1 Завод ВЗСМ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛП-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					
34	ПС 110 кВ Поныри, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
35	ПС 110 кВ Поныри, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.1 ТП Маяк	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				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	EA05RL-P1B-3			
37	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.3 поселок Поньри	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №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	EA05RL-P1B-3			
38	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 ТП Маяк	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №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	EA05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Поньри, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф. Станция	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	-	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТПЛ-10		
				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-P1B-3			
40	ПС 110 кВ Свобода, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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			
41	ПС 110 кВ Свобода, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-13	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			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Свобода, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.3 10 кВ ввод №1 ЦРП Нефтебаза	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
43	ПС 110 кВ Свобода, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 10 кВ ввод №2 ЦРП Нефтебаза	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
44	ПС 110 кВ Свобода, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Фидер А	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	-		
				В	ТПЛ-10		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Свобода, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ф. №1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Пер.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Пер. № 51644-12 Метроном-50М, Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3			
46	ПС 35 кВ Курск тяговая, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Садовая - Курск тяговая №1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
47	ПС 35 кВ Курск тяговая, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Садовая - Курск тяговая №2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №37491-08, 10573-09, 37491-08	A	STSM-38		
				B	ТЛК-35		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
48	ПС 35 кВ Курск тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф. Станционный	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №9143-01	A	ТЛК-10-6	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК-10-6		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
49	ПС 35 кВ Курск тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф. ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №3344-72	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					
50	ПС 35 кВ Курск тяговая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Фидер А	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №4947-75	A	НОМ-10-66		
				B	НОМ-10-66		
				C	НОМ-10-66		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ф.2 Семзавод (Сах.Завод им.Кипова)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3689-73	A	ТФНД-35М	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
52	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ф.4 Кривецкий сах.завод (Сухое молоко)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
53	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ф.1 Нива	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Ржава, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ф.3 Пристенъ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2В-3			
55	ПС 110 кВ Ржава тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Александровка - Ржава	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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			
56	ПС 110 кВ Ржава тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Прохоровка - Ржава	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Ржава тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Ржава-Солнцево с отп. на ПС Возрождение	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12 Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				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					
58	ПС 110 кВ Ржава тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Полевая-Ржава с отп. на ПС Возрождение	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №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					
59	ПС 110 кВ Ржава тяговая, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Ржава-Обоянь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №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 3

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Ржава тяговая, ОРУ 110 кВ, ОВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег.№19495-03, 41907-09	УСВ-3, Рег. № 51644-12/ Метроном-50М, Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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			

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 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1,2,9,10,15,16,21,22,27, 28,34,35,40,41,55-60	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3-8,18,19,24,25	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
11,13	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
12,14,29-33,36-39, 42-45,48-54	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
17,20,23,26	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,3	4,0
46,47	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
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 5 – 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 Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 5

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -40 до +60 от -20 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ.4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ.4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 50000 72 90000 72 140000 72 35000 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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	60 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	17 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	5 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	5 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10-6	2 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	14 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМУ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-35	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	48 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	40 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	17 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312601-0019.21	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.177.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 Курской 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 Курской 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

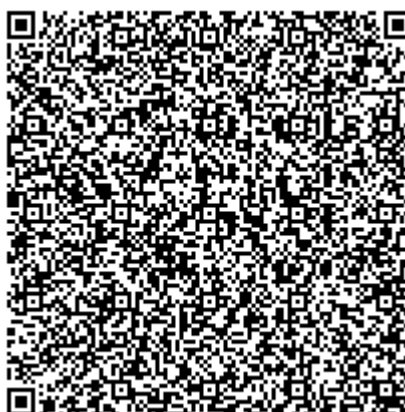
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ»)
ИНН 7456013961
Юридический адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, улица Комсомольская, д. 130, стр.2
Телефон/факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Аттестат аккредитации ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312601 от 05.06.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82868-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Томск» Томское ЛПУ МГ КС «Чажемто»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Томск» Томское ЛПУ МГ КС «Чажемто» (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 multifunctionalную, 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), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, 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 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 и/или АРМ (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	ЗРУ-10 кВ КС "Чажемто", 1СШ 10 кВ, яч.112 Ввод №1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-08	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 16687-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ЗРУ-10 кВ КС "Чажемто", 2СШ 10 кВ, яч.212 Ввод №2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 1500/5 Рег. № 25433-08	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-07	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	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

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

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

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

$\delta_{W_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{W_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

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

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

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от 2 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, °C:	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, 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 БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АУВП.411711.089.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Томск» Томское ЛПУ МГ КС «Чажемто». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2
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 Томск" Томское ЛПУ МГ КС "Чажемто". Формуляр	АУВП.411711.089.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Томск" Томское ЛПУ МГ КС "Чажемто". Методика поверки	МП-358-RA.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Томск» Томское ЛПУ МГ КС «Чажемто». 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 Томск» Томское ЛПУ МГ КС «Чажемто»

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

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

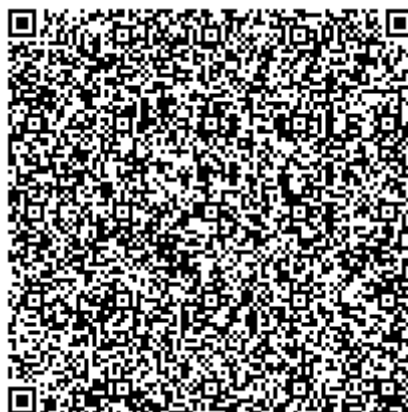
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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 «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82869-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма» (далее по тексту – СИКНС) предназначена для автоматического определения количества и параметров нефтегазоводяной смеси, при взаимных расчетах между поставщиком и потребителем.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительно-вычислительного OMNI 3000/6000 (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси по реализованному в нем алгоритму. Часть средств измерений (СИ) СИКНС формируют вспомогательные измерительные каналы (ИК), метрологические характеристики которых определяются комплектным методом. Массу нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси определяют как разность массы нефтегазоводяной смеси и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей, механических примесей, растворенного и свободного газов в нефтегазоводяной смеси.

СИКНС представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из входного и выходного коллекторов, блока фильтров, блока измерительных линий (одна рабочая измерительная линия (ИЛ), одна контрольно-резервная ИЛ), блока измерений параметров нефтегазоводяной смеси, узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации.

В состав СИКНС входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)), приведенный в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКНС

Наименование СИ	Регистрационный №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF	13425-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 2088	16825-02

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ	Регистрационный №
Расходомеры UFM 3030	32562-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000	15066-09
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Манометры для точных измерений типа МТИ	1844-63

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефтегазоводяной смеси в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы нефти в составе нефтегазоводяной смеси в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), объемной доли воды в нефтегазоводяной смеси (%);
- вычисление массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей, механических примесей, растворенного и свободного газов в нефтегазоводяной смеси;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) МПР по ПУ, КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефтегазоводяной смеси, паспортов качества нефтегазоводяной смеси;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

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

Программное обеспечение

СИКНС реализовано в ИВК и автоматизированном рабочем месте оператора на базе программного комплекса АРМ оператора «Кристалл» (далее по тексту – АРМ оператора). Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКНС приведены в таблице 2.

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

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

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	АРМ оператора		ИВК
Идентификационное наименование ПО	CalcOil.dll	CalcPov.dll	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1	1.1.0	24.75.01
Цифровой идентификатор ПО	E4FFC1CE	2FB7838A	EB23
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		–

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 20 до 50

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении влагосодержания поточным влагомером УДВН-1пм, %	$\pm 0,40$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при измерении массовой доли воды в лаборатории, %	$\pm 1,00$

Т а б л и ц а 4 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательных ИК с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, т/ч	Пределы допускаемой погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси	2 (ИЛ 1, ИЛ 2)	МПР	ИВК	от 20 до 50	$\pm 0,25^{1)}$ ($\pm 0,20^{2)}$)
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в диапазоне расходов.						
²⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода в точках диапазона расхода для ИК с МПР, применяемым в качестве контрольно-резервного.						

Т а б л и ц а 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	смесь нефтегазоводяная
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м ³ – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – содержание свободного газа, %, не более – содержание растворенного газа, м ³ /м ³ , не более	от 860 до 950 от 0,2 до 2,0 от 0 до +45 10 0,05 11000 0,1 1,2
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38, 220 $\pm$ 22 50 $\pm$ 0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от +5 до +30 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20000
Режим работы СИКНС	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма», зав. № 96	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	НА.ГНМЦ.0587-21 МП	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 669 - 2016 «ГСИ. Масса сырой нефти. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти сырой АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма», ФР.1.29.2016.25234.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси АО «Татнефтепром» на ПСП «Шешма»

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

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 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 «Итом-Прогресс» (ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН: 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Телефон: +7 (3412) 635-633

Факс: +7 (3412) 635-622

E-mail: itom@udm.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

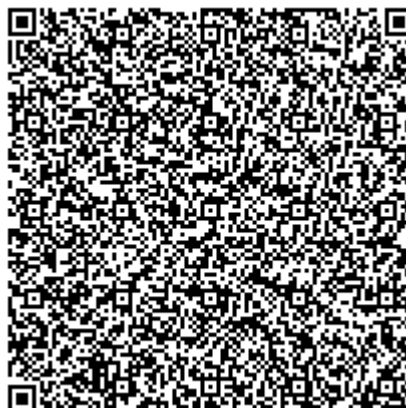
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

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

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 «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82870-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки поверочные малогабаритные УПМ

Назначение средства измерений

Установки поверочные малогабаритные УПМ (далее – установки) предназначены для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единиц объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, и измерений температуры и избыточного давления жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия установок основан на воспроизведении единиц объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, создаваемых при помощи системы создания и стабилизации расхода измеряемой среды, системы регулирования расхода измеряемой среды, ручной системы измерений, управления и контроля, и измерении расхода и количества жидкости в потоке, температуры и избыточного давления жидкости средствами измерений.

Установки состоят из средств измерений объема жидкости в потоке, объемного расхода жидкости, температуры и избыточного давления жидкости, системы хранения и подготовки измеряемой среды, системы создания и стабилизации расхода измеряемой среды, системы регулирования расхода измеряемой среды, одного или нескольких измерительных участков, ручной системы измерений, управления и контроля, трубной обвязки с запорно-регулирующей арматурой.

В качестве средств измерений объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, в составе установок применяют расходомеры (в том числе счетчики, расходомеры-счетчики, счетчики-расходомеры, преобразователи объемного расхода) следующих изготовителей: «Siemens Flow Instruments A/S», «Siemens S.A.S», ООО «ПФ «Гидродинамика», «Endress+Hauser Flowtec AG», «Endress+Hauser GmbH + Co. KG», «Krohne Altometer», «KROHNE Ltd», «Emerson Process Management», ЗАО «Взлет», фирмы «Yokogawa», ЗАО «ЭМИС», ООО «РКС-Энерго», «Элемер», «Combimeter», «Метран», «ELIS PLZEN a.s.», «Rosemount Inc.», «Fisher-Rosemount MFG GmbH&Co.OHG» и «Fisher-Rosemount Singapur Pte Ltd».

В качестве средств измерений температуры жидкости в составе установок применяют цифровые термометры утвержденного типа, обеспечивающие требуемый диапазон и погрешность измерений.

В качестве средств измерений избыточного давления жидкости в составе установок применяют технические манометры или преобразователи давления утвержденного типа, обеспечивающие требуемый диапазон и погрешность измерений.

Поверяемое средство измерений устанавливается в измерительный участок установки, состоящий из зажимного устройства, запорной арматуры, средств измерений избыточного давления и температуры жидкости. Измеряемая среда посредством систем создания и стабилизации расхода измеряемой среды и регулирования расхода измеряемой среды из системы хранения и подготовки измеряемой среды подается в гидравлический тракт рабочего контура установки, проходит через поверяемое средство измерений, средства измерений давления и температуры измеряемой среды, расходомеры установки и далее направляется обратно в систему хранения и подготовки измеряемой среды. Ручная система измерений, управления и контроля управляет работой установки, собирает полученные значения по показаниям поверяемых средств измерений и средств измерений установки.

Общий вид установок представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид установок

Пломбировка установок осуществляется с помощью свинцовой (пластмассовой) пломбы и проволоки, которой пломбируются фланцевые соединения расходомеров установки, с нанесением знака поверки на пломбу.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки приведены на рисунке 2.

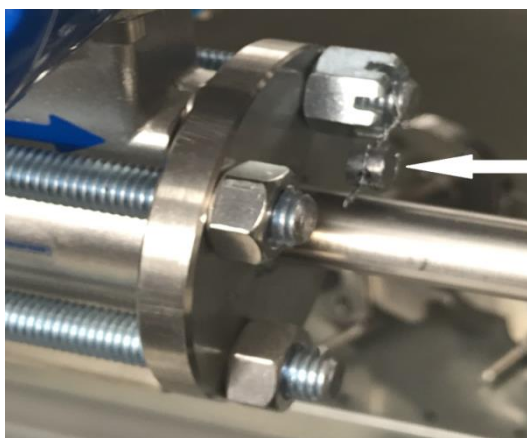


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер установок наносится на металлическую маркировочную табличку, закрепленную на лицевую часть резервуара сборного системы хранения и подготовки измеряемой среды в нижнем правом углу, методом металлографии.

Металлическая маркировочная табличка представлена на рисунке 3.



Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений (воспроизведений) объемного расхода ¹⁾ , м ³ /ч	от 0,005 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) при измерении (воспроизведении) объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости ¹⁾ , %	±0,15; ±0,20; ±0,25; ±0,30; ±0,50
Диапазон измерений температуры жидкости, °C ¹⁾	от 5 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры жидкости, °C, не более	±0,2
Диапазон измерений избыточного давления ¹⁾ жидкости, МПа	от 0 до 2,5
Пределы допускаемой приведенной погрешности при измерении избыточного давления жидкости ²⁾ , %, не более	±2,5
¹⁾ конкретное значение указывается в эксплуатационных документах на установку.	
²⁾ нормирующим значением является диапазон измерений;	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Номинальный диаметр поверяемых средств измерений	от DN 10 до DN 100
Количество одновременно поверяемых средств измерений, штук ¹⁾	от 1 до 6
Измеряемая среда	вода
Температура измеряемой среды, °C ¹⁾	от +5 до +90
Давление измеряемой среды, МПа ¹⁾	от 0 до 2,5
Параметры электрического питания:	
Напряжение питания переменного тока, В	380±38/220±22
Частота, Гц	50±1

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
1	2
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +10 до +40 от 30 до 80 от 84 до 107
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
¹⁾ конкретное значение указывается в эксплуатационных документах на установку.	

Знак утверждения типа

наносится на металлическую маркировочную табличку, закрепленную на лицевую часть резервуара сборного системы хранения и подготовки измеряемой среды в верхнем левом углу, и в верхней части по центру титульного листа руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная малогабаритная	УПМ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УПМ 001.001.001.РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 1283-1-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к установкам поверочным малогабаритным УПМ

Приказ Росстандарта 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

ТУ 26.51.52-001-64369286-2020 Установки поверочные малогабаритные УПМ.
Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭлектроТехноСервис»

(ООО «ЭлТеС»)

ИНН 5401333736

Юридический адрес: 630089, г. Новосибирск, ул. Бориса Богаткова, д.266А, оф. 26

Адрес: 650036, г. Кемерово, ул. Промышленный проезд, д.32

Телефон/факс: +7(383) 287-45-56, +7(384) 255-51-00, +7(384) 255-52-00

Сайт: www.eltes-sib.org

E-mail: eltes@bk.ru

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

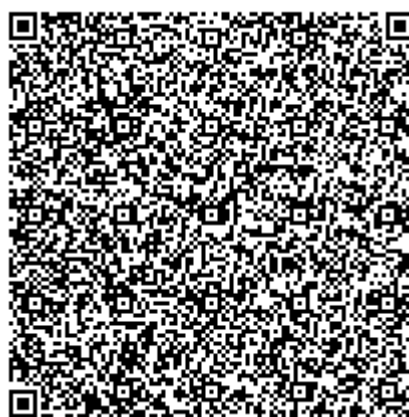
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82871-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных ARIS MT200 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в состав УСПД, каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «ДГК», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналобразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

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

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

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД, с использованием электронной подписи (далее – ЭП), с помощью электронной почты по каналу связи через сеть Интернет по протоколу ТСП/IP в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

СОЕВ включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УСВ более чем на ± 1 мс. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на ± 2 с. Коррекция часов сервера БД осуществляется от часов УСПД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСПД более чем на ± 1 с.

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

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

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.1, ВЛ 110 кВ Старт - Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-115)	ТВ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
2	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.7, ВЛ 110 кВ К - Комсомольская ТЭЦ-3 №1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	ТВ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
3	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Старт - Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-116)	ТВ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА Кл. т. 0,2 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ К - Комсомольская ТЭЦ-3 №2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	ТВ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 67627-17	НКФА Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
5	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч. 4, ОМВ-110 кВ	ТБМО-110 Кл.т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 60541-15	НКФА Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
6	Комсомольская ТЭЦ-3. Турбогенератор №1 15,75 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S КТТ 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 КТН 15750:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±0,8 ±1,5	±3,3 ±5,9
7	Комсомольская ТЭЦ-3. Турбогенератор №2 15,75 кВ	ТШЛ-20-1 Кл.т. 0,2S КТТ 10000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 КТН 15750:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±0,8 ±1,5	±3,3 ±5,9
8	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ- 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2 (С-114)	ТВ Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 46101-10	НКФА Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
9	Комсомольская ТЭЦ-3, ЗРУ-110 кВ, яч.14, ВЛ- 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-3 - НПЗ-2 (С-113)	ТВ Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 46101-10	НКФА Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 39263-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ARIS MT200 Рег. № 53992-13	активная реактивная	±1,0 ±2,5	±4,0 ±6,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 9 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, $K_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.
Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 140000 2 88000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

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

– журнал УСПД:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.

– журнал сервера:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

- ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ	12
Трансформатор тока	ТБМО-110	3
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформатор тока	ТВ	6
Трансформатор напряжения	НКФА	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство сбора и передачи данных со встроенным УСВ	ARIS MT200	1
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки	МП СМО-0506-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.776.20 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-3» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

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

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

ИНН 3328489050

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

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

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

ИНН 3328489050

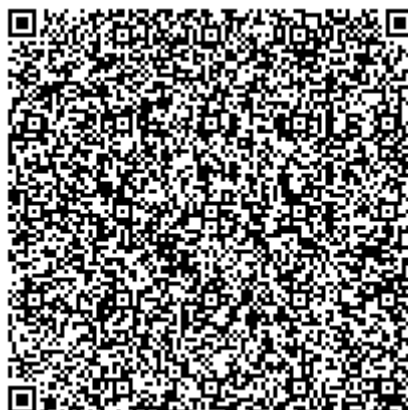
Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82872-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Баксан

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Баксан (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) исполнительного аппарата (ИА) и магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТПГ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 39966-10	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325 рег. № 37288-08
2	ВЛ 110 кВ Баксан - Баксан-110 (Л-103)	ТГФМ-110 П* кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
3	ВЛ 110 кВ Баксан - Гунделен (Л-173)	ТГФМ-110 П* кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
4	ВЛ 110 кВ Баксан - ЦРУ (Л-174)	ТГФМ-110 П* кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
5	ВЛ 110 кВ Баксан - ЦРУ (Л-35)	ТГФМ-110 П* кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
6	ВЛ 110 кВ Баксан - Баксан ГЭС (Л-37)	ТГФМ-110 П* кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	М-2 110 кВ	ТГФМ-110 П* кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 81616-21	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	RTU-325 рег. № 37288-08
8	Ф-1010	ТЛК-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 9143-06	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
9	Ф-105	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
10	Ф-106	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
11	Ф-107	ТЛК-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 9143-06	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
12	Ф-108	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
13	Ф-109	ТЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2 – 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
8, 11 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
9, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
2 – 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
8, 11 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2 – 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
8, 11 – 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
9, 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
2 – 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
8, 11 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
9, 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ZMD: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 220000 72 100000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II*	18 шт.
Трансформатор тока	ТЛК-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ZMD	12 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.065.276.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Баксан», аттестованном ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Баксан

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

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

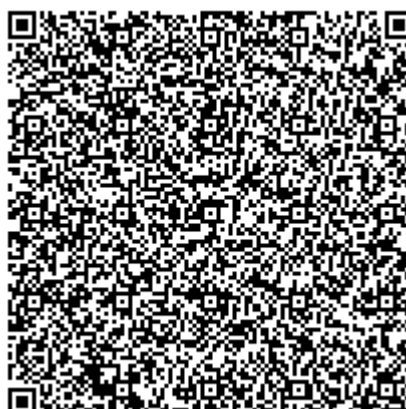
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82873-21

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Машины координатные измерительные порталные CRYSTA-Arex

Назначение средства измерений

Машины координатные измерительные порталные CRYSTA-Arex (далее КИМ) являются стационарными машинами и предназначены для измерений геометрических размеров деталей сложной формы с последующим определением отклонения формы и расположения поверхностей элементов деталей.

Описание средства измерений

Принцип действия КИМ основан на поочередном измерении координат определенного числа точек поверхности детали и последующих расчетах линейных и угловых размеров, отклонений размера, формы и расположения в соответствующей системе координат.

Три направляющие измерительной машины образуют декартову базовую систему координат X, Y, Z, в которой расположена измерительная головка. Перемещение центра шупа головки измеряются цифровыми измерительными системами высокой разрешающей способности и точности. Конструкция КИМ порталная, с неподвижным гранитным измерительным столом, боковым приводом портала.

Перемещение измерительной головки по направляющим вдоль осей обеспечивается электродвигателями постоянного тока. Все электродвигатели, считывающие головки, измерительные шкалы, приводные механизмы и направляющие по осям закрыты защитными панелями. КИМ оснащены встроенной системой компенсации температурных погрешностей.

КИМ могут быть оснащены стационарными головками SP80, MPP310Q; пятиосевыми измерительными головками PH20 с контактным датчиком TP20; пятиосевыми измерительными головками REVO с контактными датчиками RSP2, RSP3; поворотными измерительными головками PH10(M/MQ/T/iQ) с контактными датчиками TP20, TP200, SP25M;

Дополнительно КИМ могут оснащаться контактными датчиками для параметров шероховатости SurfTest Probe, бесконтактными датчиками QVP (видеодатчик) и Surface Measure (лазерный датчик) для измерительных головок PH10(M/MQ/T/iQ) и датчиками для параметров шероховатости SFP2, бесконтактными датчиками RVP (видеодатчик) и RFP (лазерный датчик) для измерительных головок REVO.

Измерения производятся в ручном и автоматическом (ЧПУ) режимах. В ручном режиме управления перемещение головки осуществляется при помощи пульта управления. В автоматическом режиме – с помощью программного обеспечения, установленного на компьютер.

КИМ выпускаются в двух модификациях: CRYSTA-Arex V и CRYSTA-Arex EX в каждом из которых несколько типоразмеров, различающихся габаритными размерами и метрологическими характеристиками.

Опломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Общий вид КИМ CRYSTA-Arex V представлен на рисунке 1 (а, б, в). Общий вид КИМ CRYSTA-Arex EX представлен на рисунке 2. Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 3



а)

б)



в)

Рисунок 1. Общий вид КИМ CRYSTA-Apex V



Рисунок 2. Общий вид КИМ CRYSTA-Ареx EX



Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички

Программное обеспечение

КИМ оснащены универсальным программным обеспечением (далее - ПО) MCOSMOS, MiCAT Planner или MODUS.

MCOSMOS – программное обеспечение, позволяющее создавать управляющие программы для выполнения измерений на КИМ, производить анализ полученных данных, вычислять допуски и создавать графические и текстовые отчеты по результатам измерений.

MiCAT Planner – аналогичное по применению MCOSMOS.

MODUS – аналогичное по применению MCOSMOS.

Вычислительные алгоритмы ПО расположены в заранее скомпилированных бинарных файлах и не могут быть модифицированы. ПО блокирует редактирование для пользователей и не позволяют удалять, создавать новые элементы или редактировать измеренные значения.

Программное обеспечение является неизменным. Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

Главной защитой ПО MCOSMOS и MiCAT Planner являются USB-ключ-заглушки – WiibuKey и CodeMeter – программы, направленные на борьбу с нарушением авторских прав на компьютерное пиратство. WiibuKey использует 128-битное шифрование по алгоритму FEAL, CodeMeter использует 128-битное шифрование по алгоритмам AES, RSA, SHA, ECC.

Защитой ПО MODUS является USB-ключ-заглушка HASP – программа, направленная на борьбу с нарушением авторских прав на компьютерное пиратство, использует 128-битное шифрование по алгоритму AES.

AES, RSA, SHA, FEAL, ECC – симметричные алгоритмы блочного шифрования информации, позволяющие предотвратить неавторизованное использование ПО.

Защита программного обеспечения КИМ соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в Таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	MCOSMOS	MiCAT Planner	MODUS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.X и выше	1.X и выше	1.X и выше
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-

Метрологические и технические характеристики КИМ

Таблица 2 – Диапазоны измерений

Обозначение модификации	Диапазон измерений, мм		
	X	Y	Z
V 544	От 0 до 500	От 0 до 400	От 0 до 400
V 574	От 0 до 500	От 0 до 700	От 0 до 400
V 776	От 0 до 700	От 0 до 700	От 0 до 600
V 7106	От 0 до 700	От 0 до 1000	От 0 до 600
V 9106	От 0 до 900	От 0 до 1000	От 0 до 600
V 9108	От 0 до 900	От 0 до 1000	От 0 до 800
V 9166	От 0 до 900	От 0 до 1600	От 0 до 600
V 9168	От 0 до 900	От 0 до 1600	От 0 до 800
V 9206	От 0 до 900	От 0 до 2000	От 0 до 600
V 9208	От 0 до 900	От 0 до 2000	От 0 до 800
V 9306	От 0 до 900	От 0 до 3000	От 0 до 600
V 9308	От 0 до 900	От 0 до 3000	От 0 до 800
V 9406	От 0 до 900	От 0 до 4000	От 0 до 800
V 9408	От 0 до 900	От 0 до 4000	От 0 до 600
V 121210	От 0 до 1200	От 0 до 1200	От 0 до 800
V 122010	От 0 до 1200	От 0 до 2000	От 0 до 1000
V 123010	От 0 до 1200	От 0 до 3000	От 0 до 1000
V 124010	От 0 до 1200	От 0 до 4000	От 0 до 1000
V 162012	От 0 до 1600	От 0 до 2000	От 0 до 1200
V 163012	От 0 до 1600	От 0 до 3000	От 0 до 1200
V 164012	От 0 до 1600	От 0 до 4000	От 0 до 1200
V 165012	От 0 до 1600	От 0 до 5000	От 0 до 1200

Продолжение таблицы 2

Обозначение модификации	Диапазон измерений, мм		
	X	Y	Z
V 162016	От 0 до 1600	От 0 до 2000	От 0 до 1600
V 163016	От 0 до 1600	От 0 до 3000	От 0 до 1600
V 164016	От 0 до 1600	От 0 до 4000	От 0 до 1600
V 165016	От 0 до 1600	От 0 до 5000	От 0 до 1600
V 203016	От 0 до 2000	От 0 до 3000	От 0 до 1600
V 203020	От 0 до 2000	От 0 до 3000	От 0 до 2000
V 204016	От 0 до 2000	От 0 до 4000	От 0 до 1600
V 204020	От 0 до 2000	От 0 до 4000	От 0 до 2000
V 205016	От 0 до 2000	От 0 до 5000	От 0 до 1600
V 205020	От 0 до 2000	От 0 до 5000	От 0 до 2000
EX 121210R	От 0 до 1200	От 0 до 1200	От 0 до 1000
EX 122010R	От 0 до 1200	От 0 до 2000	От 0 до 1000
EX 123010R	От 0 до 1200	От 0 до 3000	От 0 до 1000
EX 124010R	От 0 до 1200	От 0 до 4000	От 0 до 1000

Таблица 3 - Метрологические характеристики КИМ CRYSTA-Арех

Наименование, характеристики	Обозначение модификации			
	V 544	V 574	V 776	V 7106
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм PH20 и PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком TP200 PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	$\pm(2,2+3L/1000)^* / \pm(2,2+4L/1000)^{**}$ - - $\pm(1,9+3L/1000)^* / \pm(1,9+4L/1000)^{**}$ $\pm(1,7+3L/1000)^* / \pm(1,7+4L/1000)^{**}$		$\pm(2,2+3L/1000)^* / \pm(2,2+4L/1000)^{**}$ $\pm(2,3+4L/1000)^* / \pm(2,3+5L/1000)^{**}$ $\pm(1,9+4L/1000)^* / \pm(1,9+5L/1000)^{**}$ $\pm(1,9+3L/1000)^* / \pm(1,9+4L/1000)^{**}$ $\pm(1,7+3L/1000)^* / \pm(1,7+4L/1000)^{**}$	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком TP200 PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q				
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(М/МQ/Т/iQ) с датчиком SP25M SP80 MPP310Q				

Продолжение таблицы 3

[illegible]

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации			
	V 9306	V 9308	V 9406	V 9408
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80; MPP310Q	$\pm(2,2+3L/1000)^* / \pm(2,2+4L/1000)^{**}$ $\pm(2,3+4L/1000)^* / \pm(2,3+5L/1000)^{**}$ $\pm(1,9+4L/1000)^* / \pm(1,9+5L/1000)^{**}$ $\pm(1,9+3L/1000)^* / \pm(1,9+4L/1000)^{**}$ $\pm(1,7+3L/1000)^* / \pm(1,7+4L/1000)^{**}$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	$\pm 2,2$ $\pm 4,0$ $\pm 1,8$ $\pm 1,9$ $\pm 1,3$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M SP80 MPP310Q	$\pm 2,7 / 59$ $\pm 2,3 / 59$ $\pm 2,3 / 50$ $\pm 2,0 / 50$ $\pm 1,8 / 80$			
Примечание: * - температурный диапазон от +18 до +22 °C; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °C.				

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации			
	V 121210	V 122010	V 123010	V 124010
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q				$\pm(2,8+3L/1000)^* / \pm(2,8+4L/1000)^{**}$ $\pm(2,9+4L/1000)^* / \pm(2,9+5L/1000)^{**}$ $\pm(2,5+3L/1000)^* / \pm(2,5+4L/1000)^{**}$ $\pm(2,5+3L/1000)^* / \pm(2,5+4L/1000)^{**}$ $\pm(2,3+3L/1000)^* / \pm(2,3+4L/1000)^{**}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q				$\pm 2,4$ $\pm 2,9$ $\pm 2,5$ $\pm 2,0$ $\pm 1,9$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M SP80 MPP310Q				$\pm 4,5 / 70$ $\pm 4,0 / 70$ $\pm 2,3 / 50$ $\pm 2,5 / 50$ $\pm 2,3 / 80$
Примечание: * - температурный диапазон от +18 до +22 °C; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °C.				

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации			
	EX 121210R	EX 122010R	EX 123010R	EX 124010R
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3	$\pm(2,9+4L/1000)^* / \pm(2,9+5L/1000)^{**}$ $\pm(2,5+3L/1000)^* / \pm(2,5+4L/1000)^{**}$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3	$\pm 2,9$ $\pm 2,5$			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3	$\pm 4,5 / 70$ $\pm 4,0 / 70$			
Примечание: * - температурный диапазон от +18 до +22 °С; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °С.				

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации			
	V 162012	V 163012	V 164012	V 165012
PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±(7,0+4,5L/1000)* / ±(7,0+5,5L/1000)** ±(5,3+6,5L/1000)* / ±(5,3+7,5L/1000)** ±(4,9+6,5L/1000)* / ±(4,9+7,5L/1000)** ±(6,0+4,5L/1000)* / ±(6,0+5,5L/1000)** ±(3,3+4,5L/1000)* / ±(3,3+5,5L/1000)**			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±7,0 ±7,5 ±5,3 ±6,0 ±3,3			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M, SP80 и MPP310Q	±6,0 / 70 ±6,0 / 70 ±5,0 / 60			
Примечание: * - температурный диапазон от +18 от +22 °C; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °C				

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации			
	V 162016	V 163016	V 164016	V 165016
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±(8,0+5,5L/1000)* / ±(8,0+6,5L/1000)** ±(6,5+7,5L/1000)* / ±(6,5+8,5L/1000)** ±(6,1+7,5L/1000)* / ±(6,1+8,5L/1000)** ±(7,0+5,5L/1000)* / ±(7,0+6,5L/1000)** ±(4,5+5,5L/1000)* / ±(4,5+6,5L/1000)**			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±8,0 ±8,5 ±6,3 ±7,0 ±4,5			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±6,0 / 70 ±6,0 / 70 ±5,0 / 60			
Примечание: * - температурный диапазон от +18 до +22 °C; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °C				

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации		
	V 203016	V 204016	V 205016
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±(10,0+8L/1000)* / ±(10,0+9L/1000)** ±(6,5+10L/1000)* / ±(6,5+11L/1000)** ±(6,1+10L/1000)* / ±(6,1+11L/1000)** ±(9,0+8L/1000)* / ±(9,0+9L/1000)** ±(4,5+8L/1000)* / ±(4,5+9L/1000)**		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±10,0 ±10,5 ±8,3 ±9,0 ±4,5		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	±7,0 / 70 ±7,0 / 70 ±6,0 / 60		
Примечание: * - температурный диапазон от +18 до +22 °C; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °C			

Продолжение таблицы 3

Наименование, характеристики	Обозначение модификации		
	V 203020	V 204020	V 205020
Пределы допускаемой абсолютной объемной погрешности с контактными измерительными головками (где L - измеряемая длина, мм), мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	$\pm(10,0+8L/1000)^* / \pm(10,0+9L/1000)^{**}$ $\pm(6,5+10L/1000)^* / \pm(6,5+11L/1000)^{**}$ $\pm(6,1+10L/1000)^* / \pm(6,1+11L/1000)^{**}$ $\pm(9,0+8L/1000)^* / \pm(9,0+9L/1000)^{**}$ $\pm(4,5+8L/1000)^* / \pm(4,5+9L/1000)^{**}$		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности контактных измерительных головок, мкм PH20 и PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP20 REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком TP200 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	$\pm 10,0$ $\pm 10,5$ $\pm 8,3$ $\pm 9,0$ $\pm 4,5$		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности сканирования контактных измерительных головок, мкм / время сканирования, с REVO с датчиком RSP2 REVO с датчиком RSP3 PH10(M/MQ/T/iQ) с датчиком SP25M; SP80 и MPP310Q	$\pm 7,0 / 70$ $\pm 7,0 / 70$ $\pm 6,0 / 60$		
Примечание: * - температурный диапазон от +18 до +22 °C; ** - температурный диапазон от +16 до +26 °C			

Таблица 4 - Габаритные размеры и масса КИМ CRYSTA-Апex

Наименование КИМ	Модификация машины	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
		длина	ширина	высота	
CRYSTA-Апex	V 544	1191	1082	2185	515
	V 574	1548	1082	2185	625
	V 776	1700	1470	2730	1675
	V 7106	2000	1470	2730	1951
	V 9106	2000	1670	2730	2231
	V 9108	2000	1670	3130	2261
	V 9166	2740	1670	2730	2868
	V 9168	2740	1670	3130	2898
	V 9206	3220	1670	2730	3912
	V 9208	3220	1670	3130	3942
	V 9306	4395	1670	2730	5837
	V 9308	4395	1670	3130	5867
	V 9406	5395	1670	2730	7622
	V 9408	5395	1670	3130	7652
	V 121210 / EX 121210R	2595	2200	3645	4050
	V 122010 / EX 122010R	3395	2200	3645	6150
	V 123010 / EX 123010R	4395	2200	3645	9110
	V 124010 / EX 124010R	5395	2200	3645	12070
	V 162012	3650	2700	4140	9300
	V 163012	4650	2700	4140	10600
	V 164012	5650	2700	4190	14800
	V 165012	6650	2700	4190	19500

Продолжение таблицы 4

Наименование КИМ	Модификация машины	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
		длина	ширина	высота	
CRYSTA-Апex	V 162016	3650	2700	4940	9350
	V 163016	4650	2700	4940	10650
	V 164016	5650	2700	4990	14850
	V 165016	6650	2700	5040	19550
	V 203016	4650	3100	4990	14100
	V 203020	4650	3100	5790	14150
	V 204016	5650	3100	5040	19400
	V 204020	5650	3100	5840	19450
	V 205016	6650	3100	5140	28000
	V 205020	6650	3100	5940	28050

-

Таблица 5 - Технические характеристики КИМ CRYSTA-Апex

Наименование КИМ	Модификация машины	Температура окружающего воздуха, °C	Допускаемое изменение температуры		Относительная влажность воздуха, без конденсата, %, не более	Расход воздуха при измерении, нл/мин	Требуемое давление сжатого воздуха, кПа	Напряжение питания переменного тока, В	Частота переменного тока, Гц
			°C/ч	°C/24ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CRYSTA-Апex	V 544 V 574	от +15 до +30	2	от 2 до 5	65	50	400	220±22	50/60
	V 776 V 7106 V 9106 V 9108 V 9166 V 9168 V 9206 V 9208 V 9306 V 9308 V 9406 V 9408	от +15 до +30	2	от 2 до 5	65	60			
	V 121210 V 122010 V 123010 V 124010	от +15 до +30	2	от 2 до 5	65	100			

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CRYSTA-Apex	V 162012	от +15 до +30	1	от 2 до 5	65	150	400	220±22	50/60
	V 163012								
	V 164012								
	V 165012								
	V 162016								
	V 163016								
	V 164016	от +15 до +30	1	от 2 до 5	65	150			
	V 165016								
	V 203016								
	V 204016								
	V 205016								
	V 203020								
V 204020	от +15 до +30	2	от 2 до 5	65	150				
V 205020									
EX 121210R									
EX 122010R									
EX 123010R	от +15 до +30	2	от 2 до 5	65	150				
EX 124010R									

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность КИМ CRYSTA-Arex

Наименование	Количество	Обозначение
Машина координатная измерительная с измерительной головкой и измерительным датчиком	1 шт.	—
Пульт управления	1 шт.	—
Шкаф управления	1 шт.	—
Калибровочная сфера	1 шт.	—
Приспособления для закрепления измеряемой детали*	1 компл.	—
Комплект сменных измерительных наконечников*	1 компл.	—
Руководство по эксплуатации	1 экз.	—
Методика поверки	1 экз.	МП 203-10-2021
Примечание: * – поставляется по дополнительному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Разделе 2 Руководства по эксплуатации

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к машинам координатно-измерительным портальным нормальной точности CRYSTA-Arex.

Государственная поверочная схема для средств измерений геометрических параметров поверхностей сложной формы, в том числе эвольвентных поверхностей и угла наклона линии зуба, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 апреля 2021 г. №472.

Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

Mitutoyo Corporation, Япония

Адрес: 20-1, Sacado, 1-Chome, Takatsu-ku, Kawasaki-shi, Kanagawa 213-8533, Japan

Тел: +81 (0) 44-813-8230; факс: +81 (0) 44-813-8231

web-сайт: <http://www.mitutoyo.co.jp>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

ИНН 7736042404

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

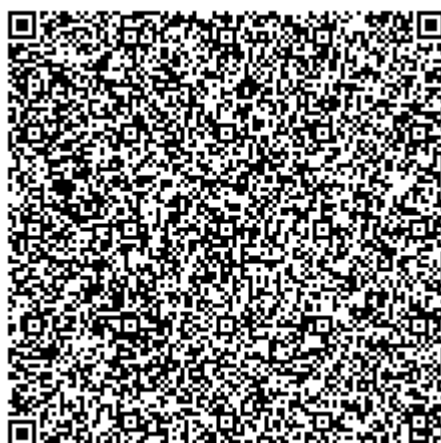
Тел.: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82874-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мерник 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$

Назначение средства измерений

Мерник 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$, (далее - мерник) предназначен для измерения объема спирта, вино-продуктов и водно-спиртовых растворов в объеме полной вместимости или их дольных значений методом налива или слива.

Описание средства измерений

Принцип работы мерника основан на измерении объема жидкости методом слива или налива.

Мерник изготовлен из коррозионно-стойких материалов, не взаимодействующих с рабочей средой. Конструкция мерника обеспечивает достаточную жесткость, прочность при длительной эксплуатации.

Конструктивно мерники представляют собой вертикальный сварной сосуд цилиндрической формы с коническим днищем и верхней крышкой. В крышке имеется люк для обслуживания мерника. На корпусе мерника расположены пробно-спускные краны служащие для отбора проб. В мернике имеется патрубок для донного налива, а также переливной узел для аварийного перелива жидкости, который осуществляется через патрубок полного слива. Для измерения объема, наблюдения за уровнем жидкости и контроля в мернике предусмотрены смотровые окна. Заполнение мерника жидкостью до необходимого объема производится через трубу для донного налива.

Мерник устанавливаются на трех опорах и с помощью домкратов, по ампуле уровня устанавливается в вертикальное положение.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Для исключения возможности несанкционированного влияния на метрологические характеристики мерника знаки поверки в виде оттисков поверительного клейма наносятся на болты крепления шкал, расположенные на смотровых окнах мерника.

Общий вид мерников представлен на рисунке 1.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид мерника 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$ заводской № 5166.070



Рисунок 2 – Схема пломбировки мерника 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$ заводской № 5166.070 от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
	Мерник 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$ заводской № 5166.070
Номинальная вместимость, дм^3	750
Пределы допускаемой относительной погрешности при температуре 20°C , от номинального значения полной вместимости, %	$\pm 0,2$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
	Мерник 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$ заводской № 5166.070
Габаритные размеры, мм, не более:	
- диаметр (номинальное значение)	700
- общая высота (номинальное значение)	2875

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, прикрепленную к корпусу мерника, и на паспорт. Способ нанесения знака на табличку – гравировка. На паспорт типографским способом.

Комплектность средств измерения

Таблица 3 – Комплектность мерника 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$ заводской номер 5166.070

Наименование	Обозначение	Количество
Мерник 1 класса $V = 0,75 \text{ м}^3$	-	1 шт.
Технический паспорт	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 4.5 «Порядок работы» технического паспорта

Нормативные документы, устанавливающие требования к мернику 1 класса $V=0,75 \text{ м}^3$

ГОСТ 8.633-2013 «ГСИ. Мерники металлические технические. Методика поверки» (Приложение А)

Приказ Росстандарта № 256 от 07 февраля 2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Фирма «PIM» Ltd, Болгария
Адрес: Bulgaria, 6300 Haskovo, 6 Vasil Levski Str.
Телефон: +00359 38/664 601

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Краснодарском крае» (ФБУ «Краснодарский ЦСМ»)

Адрес: Россия, 350040, г. Краснодар, ул. Айвазовского, д. 104а

Телефон (факс): (861) 233-76-50, (861) (233-85-86)

Web-сайт: www.standart.kuban.ru

E-mail: info@standart.kuban.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Краснодарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311581 от 16.03.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82875-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL

Назначение средства измерений

Преобразователи перемещения токовых вихревые BN-3300XL (далее – преобразователи) предназначены для измерений виброперемещения и относительного перемещения (осевого смещения) на объектах Арктик СПГ.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на взаимодействии электромагнитного поля, создаваемого преобразователем, с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в электропроводящем объекте измерения. Изменение расстояния между чувствительным элементом преобразователя и объектом измерений в процессе перемещения контролируемого объекта приводит к пропорциональному изменению выходного напряжения.

Конструктивно преобразователи состоят из датчика, генератора гармонических колебаний (проксиметра) и соединительного кабеля. Датчик питается высокочастотным напряжением от проксиметра. Измерение виброперемещения происходит без механического контакта преобразователя с контролируемым объектом. Датчик выполнен в виде неразборного цилиндрического корпуса с внешней резьбой для проходного монтажа.

На датчик и проксиметр отдельно нанесены заводские номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений. Место и способ нанесения заводского номера обеспечивает возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации средств измерений

Общий вид преобразователей перемещения токовых вихревых BN-3300XL представлен на рисунке 1. Пломбирование преобразователей не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт.



Рисунок 1 - Общий вид преобразователей перемещения токовых ревых BN-3300XL

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики преобразователей перемещения токовых ревых BN-3300XL

Наименование характеристики	Значение
Номинальное значение коэффициента преобразования, мВ/мкм	7,87
Пределы отклонения действительного значения коэффициента преобразования от номинального значения, %	± 10
Диапазон измерений виброперемещения, мкм	от 1 до 1000
Диапазон рабочих частот, Гц	от 0 до 1000
Нелинейность амплитудной характеристики, %	$\pm 1,5$
Неравномерность частотной характеристики в диапазоне рабочих частот, %	$\pm 2,5$
Диапазон измерений относительного перемещения (осевого смещения), мм	от 0,25 до 2,3
Пределы основной относительной погрешности измерения относительного перемещения (осевого смещения), %	± 3
Пределы допускаемого дополнительного отклонения коэффициента преобразования от номинального значения, вызванного изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений в диапазоне рабочих температур, %/°C	$\pm 0,02$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C	от 18 до 28

Таблица 2 – Основные технические характеристики преобразователей перемещения токовых резов BN-3300XL

Наименование характеристики	Значение
Электрическое сопротивление изоляции, не менее, МОм	50
Электрическая прочность изоляции, не менее, В	1000
Напряжение питания, В	от -17,5 до 26
Потребляемая мощность, Вт	0,82
Рабочий диапазон температур, °С	от -52 до +177
Габаритные размеры датчика, мм, не более	
- диаметр	10
- длина	250
Габаритные размеры проксиметра, мм, не более	
- диаметр	81,3
- ширина	61,2
- высота	63,5
Масса комплекта, г, не более	720

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта методом печати или наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество
Преобразователи перемещения токовых резов BN-3300XL в составе:	
- датчики	48 шт.
- проксиметры	40 шт.
Паспорт	88 экз.
Методика поверки МП 204/3-18-2021	1 экз.
Руководство по эксплуатации	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации на преобразователи перемещения токовых резов BN-3300XL раздел 4 «Установка и применение».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к регистратору ударных нагрузок TSR PRO Triax Shock Recorder

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»

Техническая документация фирмы «Bently Nevada, Inc.», США

Изготовитель

Фирма «Bently Nevada, LLC», США

Адрес: 1631 Bently Parkway South Minden, Nevada 89423, США

Телефон: +1 775 782 3611

Факс: +1 775 215 2876

Web-сайт: www.ge-mcs.com/bently-nevada

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

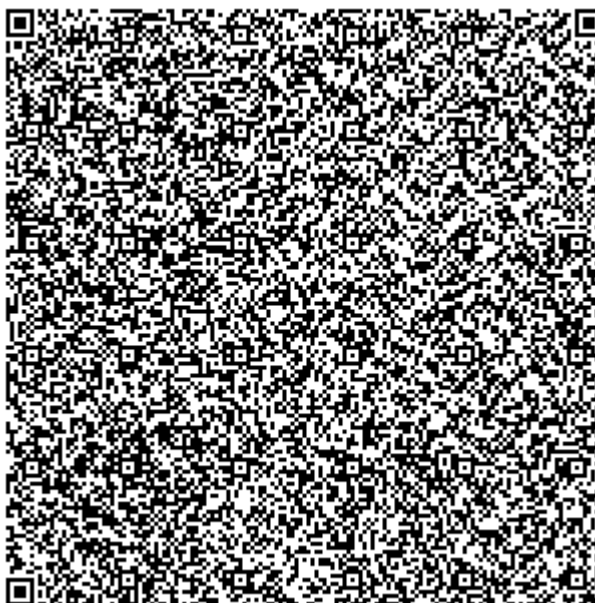
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: + 7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» октября 2021 г. № 2170

Регистрационный № 82876-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орловская Районная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орловская Районная (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные ток и напряжение преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	ВЛ 110 кВ Орловская Районная - Новоселово I цепь с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т. 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
2	ВЛ 110 кВ Орловская Районная - Новоселово II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Володарская	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕРQS	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц29.287.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орловская Районная», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орловская Районная

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 «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц

